

Forschungscampus Mobility2Grid

Energiewende und Elektromobilität in vernetzten und urbanen Arealen

Abschlussbericht Themenfeld 2:
Smart Grid Infrastrukturen

Zuwendungsempfänger: Technische Universität Berlin



Förderkennzeichen:
03SF0520A

Laufzeit des Vorhabens:
01/2016 – 12/2020

Stand: 31.03.2021

Die Verantwortung für den Inhalt der Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

GEFÖRDERT VOM



Bundesministerium
für Bildung
und Forschung



Präambel

Die Forschungsaktivitäten der TU Berlin (TUB) im Themenfeld 2 „Smart Grid Infrastrukturen“ wurden durch die Fachgebiete „Energieversorgungsnetze und Integration Erneuerbarer Energien (SENSE)“ unter der Leitung von Herrn Prof. Kai Strunz, „Methoden der Produktentwicklung und Mechatronik (MPM)“ unter der Leitung von Herrn Prof. Dietmar Göhlich und „Agententechnologien in betrieblichen Anwendungen und der Telekommunikation (DAI)“ unter der Leitung von Herrn Prof. Sahin Albayrak erarbeitet und umgesetzt.

Zuwendungsempfänger

Technische Universität Berlin, Sustainable Electric Networks and Sources of Energy (SENSE), Univ.-Prof. Dr.-Ing. Kai Strunz, Sekr. EMH-1, Einsteinufer 11, D-10587 Berlin.

Technische Universität Berlin, Distributed Artificial Intelligence Laboratory (DAI), Univ.-Prof. Dr. Dr. h.c. Sahin Albayrak, Sekr. TEL 14, Ernst-Reuter-Platz 7, D-10587 Berlin.

Technische Universität Berlin, Methoden der Produktentwicklung und Mechatronik (MPM), Univ.-Prof. Dr.-Ing. Dietmar Göhlich, Sekr. H10, Straße des 17. Juni 135, D-10587 Berlin.

Förderkennzeichen

03SF0520A

Laufzeit des Vorhabens und Berichtszeitraum

01/2016 bis 12/2020

Autoren und Mitwirkende

Jan F. Heinekamp	j.heinekamp@tu-berlin.de
Marcus Voß	marcus.voss@dai-labor.de
Enrico Lauth	enrico.lauth@tu-berlin.de
Dietmar Göhlich	dietmar.goehlich@tu-berlin.de
Sahin Albayrak	sahin.albayrak@dai-labor.de
Kai Strunz	kai.strunz@tu-berlin.de

Vorwort des Verbundkoordinators

Intelligente Energiesysteme sollen effiziente Wandlung, Verteilung und Verbrauch von elektrischer und thermischer Energie ermöglichen. Im Themenfeld 2 „Smart Grid Infrastrukturen“ steht dabei die Beforschung und Umsetzung einer nachhaltigen Energie- und Mobilitätsentwicklung in urbanen Räumen durch die Nutzbarmachung Erneuerbarer Energien im Vordergrund. Der EUREF-Campus als Zukunftsareal mit einem integrierten Micro Smart Grid fungiert dabei gleichermaßen als Reallabor.

Die Forschungsaktivitäten im Themenfeld 2 und in den jeweiligen Arbeitspaketen wurden durch die Themenfeld- und Arbeitspaketleitung in Zusammenarbeit mit den teilnehmenden Projektpartnern strukturiert. In quartalsweise durchgeführten Statustreffen fand ein regelmäßiger und partnerübergreifender Austausch sowohl auf inhaltlicher als auch administrativer Ebene statt. Die Partnerkonstellation blieb über die Projektlaufzeit stabil und wurde im Jahr 2018 zusätzlich durch die Audi AG als OEM und starker assoziierter Projektpartner bereichert. Nicht zuletzt der Zusammenarbeit und dem Engagement der beteiligten Projektpartner ist es zu verdanken, dass zum Projektende im Jahr 2020 signifikante Erfolge und Ergebnisse verzeichnet werden konnten.

Es wurde eine Co-Simulationsplattform für Virtuelle Kraftwerke als IT-Plattform zur Evaluierung von Steuerungs- und Regelungsalgorithmen für dezentrale und Erneuerbare Energieanlagen entwickelt und validiert. Die dabei entstandenen Modelle ermöglichen die Integration von E-Fahrzeugflotten in das Portfolio eines Virtuellen Kraftwerks für ein optimiertes Zusammenwirken der Sektoren Strom, Wärme und Mobilität. Das optimierte Laden elektrifizierter Busflotten gemäß Verfügbarkeit Erneuerbarer Energien, Netzauslastung und Mobilitätsanforderungen liefert dabei einen wichtigen Beitrag für einen zukunftsorientierten Nahverkehr.

Die Smart Grid Integration von Ladeinfrastrukturen für E-Fahrzeugflotten konnte zum einen durch die Planung und Definition der Netzanschlussbedingungen zur Netzintegration einer prototypischen bidirektionalen E-Bus Ladestation in enger Zusammenarbeit mit dem Themenfeld 4 vorangetrieben werden. Zum anderen haben die Forschungsarbeiten zur marktwirtschaftlichen Integration von Ladestationen für E-PKW und die Auswertung realer Betriebsdaten Methoden zur Verbesserung des wirtschaftlichen Betriebes durch eine Integration in Smart Grid Architekturen hervorbringen können.

Darüber hinaus wurden im Themenfeld 2 weitere für Virtuelle Kraftwerke und eine Smart Grid Integration bedeutende Modelle und Verfahren entwickelt. In Bezug auf die Kopplung elektrischer und thermischer Energiesysteme wurde ein BIM-Referenzmodell aufgebaut, um Gebäudespeicherkapazitäten und Regelpotentiale in Planungsphasen frühzeitig berücksichtigen zu können. Durch eine datengetriebene Modellierung der inhärenten Gebäudespeicherkapazitäten können Flexibilitätspotentiale von Gebäuden erschlossen und diese als thermische Speicher für einen kostenoptimierten und CO₂-reduzierten Betrieb von Smart Grids nutzbar gemacht werden. Die Entwicklung Maschineller Lernverfahren für Prognosen im Niederspannungsnetz ermöglicht bessere Vorhersagen für fluktuierende und intermittierende Lasten mit automatischer Anpassung an konkrete Verbraucher und Erzeuger. Die Erarbeitung einer Spannungsregelung für

regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT) sorgt für eine Verbesserung der Spannungsqualität in Verteilnetzen mit hohem Anteil an Erneuerbaren Energien und E-Fahrzeugen durch Weitbereichsmessung und Optimierungsalgorithmen. Überdies erlaubt die Einführung innovativer Asset-Analyse-Tools für automatisierte Wartungs- und Servicemeldungen eine Steigerung der Zuverlässigkeit dezentraler und Erneuerbarer Energieanlagen. Dies erfolgt durch eine automatisierte Erkennung und Meldung von Anomalien im operativen Betrieb.

Alle zu Projektbeginn angesetzten Meilensteine konnten abgeschlossen werden. Aufgetretene Verzögerungen konnten innerhalb der Projektlaufzeit aufgeholt werden. Nennenswert ist hierbei das letzte Projektjahr 2020, in welchem die globale COVID-19-Pandemie die Arbeits- und Zeitplanung erschwert und die Projektpartner vor unerwartete Herausforderungen gestellt hat. Zwar konnte kurzerhand auf digitale Meeting- und Workshopformate umgestellt werden, technische Arbeiten vor Ort erwiesen sich jedoch als problematisch. Dies hat insbesondere die Ertüchtigung und Inbetriebnahme der bidirektionalen E-Bus Ladestation betroffen. Die benötigten Entwicklungsarbeiten vor Ort konnten auflagenbedingt erst kurz vor Projektende durchgeführt und abgeschlossen werden.

Die wissenschaftlichen Ergebnisse aus den Arbeitspaketen des Themenfeldes 2 wurden mit insgesamt 25 Publikationen in internationalen Fachzeitschriften sowie auf Konferenzen und Fachtagungen disseminiert. Zusätzlich wurden 13 Praktika, 105 projektbezogene Abschlussarbeiten und 3 Promotionen erfolgreich abgeschlossen. Projektübergreifend beteiligte sich das Themenfeld 2 aktiv bei der Erstellung eines Mobility2Grid Imagefilms zur Steigerung der Sichtbarkeit in den digitalen und sozialen Medien. In Anbetracht der hervorgebrachten Lösungsbeiträge zeigen sich sowohl Relevanz als auch Erfolg des Vorhabens. Dieser Erfolg konnte in jener Form dank des starken Verbundes der beteiligten Projektpartner erreicht werden.

Inhaltsverzeichnis

1	Zieldarstellung und Arbeitsplan des Themenfeldes	1
a)	<i>Aufgabenstellung</i>	1
b)	<i>Voraussetzungen</i>	2
c)	<i>Planung und Ablauf</i>	2
2	Stand der Wissenschaft und Technik bei Projektbeginn	4
3	Zusammenarbeit mit anderen Stellen	5
4	Verwendung der Zuwendungen und erzielte Ergebnisse	6
a)	<i>Intelligente Vernetzung regionaler Arealnetze und Microgrids im Virtuellen Kraftwerk (AP 2.1.1)</i>	6
b)	<i>Lernverfahren zur Verbesserung der Prognosegenauigkeit (AP 2.1.2)</i>	11
c)	<i>Einsatz von KWK- und P2H-Technologien in intelligenten urbanen Energiesystemen (AP 2.1.3)</i>	13
d)	<i>Entwicklung optimierter Ladestrategien für einen elektrifizierten Busbetrieb und Netzauswirkungen zeitvariabler Ladestrategien (AP 2.2.1)</i>	15
e)	<i>Physische Integration elektrifizierter Nutzfahrzeuge in Smart Grid Architekturen von Arealnetzen (AP 2.2.2)</i>	17
f)	<i>Einsatz regelbarer Transformatoren und Einfluss dezentraler Energieanlagen auf die Spannungsqualität in Smart Grid Architekturen (AP 2.3.1)</i>	19
5	Wichtigste Positionen des zahlenmäßigen Nachweises	20
6	Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit	20
7	Verwertbarkeit der Ergebnisse	21
a)	<i>Wissenschaftliche und technische Erfolgsaussichten</i>	21
b)	<i>Wissenschaftliche Anschlussfähigkeit</i>	22
8	Bekanntgabe relevanter Ergebnisse von Dritter Seite	22
9	Erfolge und geplante Veröffentlichungen	24
10	Literaturverzeichnis	24

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Features und Funktionen der VPP Co-Simulationsplattform bei einer sektorenübergreifenden Integration elektrischer, thermischer und mobiler Energieanlagen in ein Virtuelles Kraftwerk.	7
Abbildung 2: Systemische Umsetzung der VPP Co-Simulationsplattform zur Vernetzung und Steuerung disperser Anlagenkomponenten aus einem Virtuellen Kraftwerk.	7
Abbildung 3: Leistungssollwerte, simulierter Ladezustand sowie gemessene Leistungs- und Ladezustandswerte des initialen (links) und gefitteten (rechts) Simulationsmodells.	8
Abbildung 4: Kostenoptimierte Kraftwerkeinsatzpläne des exemplarischen Anlagenportfolios und Marktpreis.	10
Abbildung 5: Prognosen für PV-Erzeugung, resultierende Leistungsabweichungen und Einsatzpläne der stationären 2nd-Use Batterie im Day-Ahead-, Intraday- und Echtzeitbetrieb nach Ausgleich der Leistungsabweichungen.	10
Abbildung 6: Einsatzplan der stationären 2nd-Use Batterie als Leistungssollwerte, zugehörige Leistungsmesswerte im Echtzeitbetrieb sowie modellierte, synchronisierter und gemessene Werte des Ladezustands.	10
Abbildung 7: Schematische Darstellung der Konzeptidee zur Kopplung elektrischer und thermischer Systeme mit Gebäuden als Speichersystem.	14
Abbildung 8: Interaktionsschema zwischen Flottenbetreiber und Virtuelles-Kraftwerk-Betreiber zur Integration von E-Fahrzeugflotten in den Betrieb des Virtuellen Kraftwerks.	15
Abbildung 9: Residualer Gleichzeitigkeitsfaktor und optimierte Ladeprofile einer exemplarischen Flotte mit 120 E-Bussen vor und nach Durchführung eines Redispatch.	16
Abbildung 10: E-Bus mit prototypischer Ladestation auf dem EUREF-Campus. .	18
Abbildung 11: Input und Output des Optimierungsalgorithmus zur koordinierten Spannungshaltung in intelligenten Verteilnetzen.	20

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Ablaufplanung der Meilensteine (◆) und zugehörige Teilarbeitspakete (AP) zum Teilvorhaben der TU Berlin im Themenfeld 2 „Smart Grid Infrastrukturen“.	4
Tabelle 2: Exemplarisches Anlagenportfolio mit stationärer 2nd-Use Li-Ion Batterie als reale Anlagenkomponente.	10
Tabelle 3: Ausgewählte Forschungsprojekte mit Themenbezug zum Themenfeld 2 des Forschungscampus Mobility2Grid, sowie jeweilige Schnittstelle und Abgrenzung.	23

1 Zieldarstellung und Arbeitsplan des Themenfeldes

a) Aufgabenstellung

Im Forschungscampus Mobility2Grid werden innovative Lösungsbeiträge für eine langfristig bezahlbare, sicherere und vollständig auf Erneuerbaren Energien basierende Versorgung mit Strom, Wärme und Verkehr entwickelt und erforscht. Schwerpunkt des Themenfeldes 2 ist dabei die Lösungsfindung eines intelligenten Zusammenwirkens dezentraler und Erneuerbarer Energieanlagen, einschließlich Lasten sowie stationärer und mobiler Speicher, in Arealnetzen:

- Wie lassen sich zukünftige Infrastrukturen in urbanen Arealen mit einem hohen Anteil von Elektromobilität und Erneuerbaren Energien idealerweise ausgestalten?
- Wie kann durch die intelligente Kopplung von elektrischer und thermischer Energie das Gesamtsystem auf dem Campusareal unter Einbeziehung von Gebäudelasten optimiert werden?
- Wie können zusätzliche Speicherkapazitäten von voll- und teilelektrifiziertem Wirtschafts- und Individualverkehr in Smart Grid Architekturen nutzbar gemacht werden?
- Wie verändert sich die Strom- und Spannungsqualität in Verteil- und Arealnetzen durch eine Vielzahl dezentraler Erzeuger und Lasten in unterschiedlichen Topologien?

Die zur Beantwortung dieser Fragen durchgeführten Forschungsarbeiten sind in drei Arbeitspakete untergliedert. Im Arbeitspaket 2.1 „Vernetzung von Infrastrukturen in Smart Grids urbaner Zentren und Erprobung im Reallabor“ gilt es das energetische, ökonomische und ökologische Potential von Smart Grid Architekturen zu maximieren. Im Fokus der Untersuchungen stehen die Vernetzungsmöglichkeiten von Smart Grid Arealen sowie das synergetische Zusammenwirken von elektrischen und thermischen Netzen. Ziel des Arbeitspaketes 2.2 „Mobilitätsinfrastrukturen und Integration von Speicherkapazitäten in lokale Energieversorgungsnetze“ ist es, Speicherkapazitäten in Smart Grid Infrastrukturen zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch Elektromobilität zu erschließen. Dies geschieht durch die Entwicklung optimierter Ladestrategien unter Berücksichtigung der netzseitigen Anforderungen. Eine prototypische bidirektionale E-Bus Ladestation soll als Demonstrator realisiert und in das Smart Grid auf dem EUREF-Campus integriert werden. Die Komplementierung erfolgt durch das Arbeitspaket 2.3 „Versorgungsqualität von Energieversorgungsnetzen mit hohem Anteil von erneuerbaren Energien und Elektrofahrzeugen“, in welchem unterschiedliche Systemansätze zur Netzstabilisierung beforscht werden. Dazu werden lokale Netzdaten erfasst und ein regelbarer Ortsnetztransformator (rONT) zur Spannungsstabilisierung realisiert. Betriebsstrategien und Handlungsempfehlungen für zukünftige Smart Grid Architekturen sollen daraus abgeleitet werden.

Die durch die TU Berlin bearbeiteten Teilarbeitspakete und angestrebten Ziele in Form von Meilensteinen werden in Kapitel 1c) näher erläutert. In Kapitel 4 erfolgt die Einordnung, Darstellung und Bedeutung der Forschungsergebnisse.

b) Voraussetzungen

In der Vorphase des Forschungscampus Mobility2Grid konnte erfolgreich eine breit angelegte öffentlich-private Partnerschaft mit insgesamt 36 Projektpartnern aus Wirtschaft und Wissenschaft für Innovationen zur Realisierung einer Energiewende mit Elektromobilität in vernetzten urbanen Arealen geschaffen werden. Aufbauend auf den Erkenntnissen dieser Vorphase, insbesondere den Ergebnissen in [1], sollen die Potentiale der Elektromobilität als zusätzlicher Flexibilitätsbaustein einer integrierten Energieversorgung untersucht werden. Die zu Projektbeginn bestehenden Smart Grid Architekturen auf dem EUREF-Campus sowie des Smart Grid Labors des Fachgebietes SENSE an der TU Berlin dienen dabei als Ausgangspunkt für die geplanten Forschungsaktivitäten [2]. Der EUREF-Campus selbst fungiert gleichermaßen als lebendiges Zukunftsareal sowie Reallabor zur Erforschung, Erprobung und Realisierung entwickelter Lösungsbeiträge.

c) Planung und Ablauf

Die in Kapitel 1a) aufgeführten Arbeitspakete 2.1 bis 2.3 wurden im Rahmen der Arbeitsplanung in weitere Teilarbeitspakete unterteilt. Diese sind im Folgenden mit den zugehörigen, durch die TU Berlin angestrebten, Meilensteinen aufgeführt. Die Nummerierung der (Teil-)Arbeitspakete basiert auf dem Gesamtvorhaben des Themenfeldes 2. Dies gilt analog für die Nummerierung der Meilensteine.

Arbeitspaket 2.1.1: Intelligente Vernetzung regionaler Arealnetze und Microgrids im Virtuellen Kraftwerk

- Meilenstein 6: Festlegung von Ausbaupfaden dezentraler Energieanlagen im Virtuellen Kraftwerk abgeschlossen
- Meilenstein 25: Standardisierte Kommunikationsprotokolle für SCADA Systeme erfasst und implementiert
- Meilenstein 33: Integration von Steuerungsalgorithmen in Leitsystemapplikationen abgeschlossen

Arbeitspaket 2.1.2: Lernverfahren zur Verbesserung der Prognosegenauigkeit

- Meilenstein 18: Lernverfahren zur Prognose von Gebäudelasten und Elektrofahrzeugen validiert
- Meilenstein 23: Anwendung der Prognosemethoden für die Prognose des wärmegeführten BHKW-Betriebs (Verantwortung bei HTW Berlin)

Arbeitspaket 2.1.3: Einsatz von KWK- und P2H-Technologien in intelligenten urbanen Energiesystemen

- Meilenstein 28: Energieoptimierung in Simulationsumgebung für ein Multi-Sparten-Grid abgeschlossen

Arbeitspaket 2.1.4: Energieeffiziente Gebäude des EUREF-Campus als Bestandteil eines intelligenten Gesamtenergiesystems

- Die TU Berlin war an den Aktivitäten in diesem AP nur in unterstützender Form beteiligt. Es wurden keine expliziten Meilensteine durch die TU Berlin angestrebt.

Arbeitspaket 2.2.1: Entwicklung optimierter Ladestrategien für einen elektrifizierten Busbetrieb und Netzauswirkungen zeitvariabler Ladestrategien

- Meilenstein 13: Simulationsframework für Ladeinfrastrukturen und -strategien erarbeitet
- Meilenstein 22: Optimierte Ladestrategien in Netzsimulationen entwickelt und evaluiert

Arbeitspaket 2.2.2: Physische Integration elektrifizierter Nutzfahrzeuge in Smart Grid Architekturen von Arealnetzen

- Meilenstein 1: Raumbedarfsplanung für Stellplatzflächen abgeschlossen
- Meilenstein 2: Netzanschlussbedingungen E-Bus Ladestation geklärt
- Meilenstein 10: Inbetriebnahme E-Bus Ladestation abgeschlossen
- Meilenstein 20: Ertüchtigung E-Bus Ladestation bidirektional abgeschlossen
- Meilenstein 32: Begleitforschung für bidirektionale Ladeinfrastruktur mit Nutzfahrzeugen abgeschlossen

Arbeitspaket 2.2.3: Smart-Grid-Schnittstelle Ladeinfrastrukturen – technologische Entwicklungs- und Ausbaupfade, markttechnische Einbindung

- Die TU Berlin war an den Aktivitäten in diesem AP nur in unterstützender Form beteiligt. Es wurden keine expliziten Meilensteine durch die TU Berlin angestrebt.

Arbeitspaket 2.3.1: Einsatz regelbarer Transformatoren und Einfluss dezentraler Energieanlagen auf die Spannungsqualität in Smart Grid Architekturen

- Meilenstein 16: Potentialanalyse zur Erhöhung der Spannungsqualität in Arealnetzen abgeschlossen

Arbeitspaket 2.3.2: Zuverlässigkeit und Betriebsstrategien von Systemkomponenten in zukünftigen dezentralen Energieversorgungsnetzen

- Die TU Berlin war an den Aktivitäten in diesem AP nur in unterstützender Form beteiligt. Es wurden keine expliziten Meilensteine durch die TU Berlin angestrebt.

Tabelle 1 ordnet die Meilensteine in den zeitlichen Ablauf des Teilvorhabens der TU Berlin ein. Gelb markierte Meilensteine geben den ursprünglich geplanten Abschlusszeitraum an. Grün markierte Meilensteine geben den tatsächlichen Abschlusszeitraum an. Sofern zu einem Meilenstein keine gelbe Markierung vorhanden ist, wurde dieser planmäßig abgeschlossen. Der Meilenstein 10, die Inbetriebnahme der unidirektionalen E-Bus Ladestation, wurde aufgrund von Verzögerung bei der Beschaffung des E-Busses durch die Einhaltung von Vergaberichtlinien um ein Jahr verschoben. Die Ertüchtigung zur Bidirektionalität und der damit verbundene Meilenstein 20 mussten aufgrund von Verzögerungen in der Technologieentwicklung auf das Jahr 2020 verschoben werden. Aufgrund der COVID-19-Pandemie konnten die benötigten Entwicklungsarbeiten vor Ort erst kurz vor Projektende durchgeführt und abgeschlossen werden. Der zugehörige Meilenstein 32 zur Begleitforschung basiert aus analogen Gründen zum Zeitpunkt des Projektendes auf simulativen Untersuchungen. Meilenstein 28 zur Energieoptimierung eines Multi-Sparten-Grids verzögerte sich aufgrund eines höheren Komplexitätsgrades als zu Projektbeginn angenommen.

Tabelle 1: Ablaufplanung der Meilensteine (◆) und zugehörige Teilarbeitspakete (AP) zum Teilvorhaben der TU Berlin im Themenfeld 2 „Smart Grid Infrastrukturen“.

AP	Jahr und jeweilige Quartale									
	2016		2017		2018		2019		2020	
	Q1-Q2	Q3-Q4	Q1-Q2	Q3-Q4	Q1-Q2	Q3-Q4	Q1-Q2	Q3-Q4	Q1-Q2	Q3-Q4
2.1.1		◆6					◆25			◆33
2.1.2				◆18		◆23				
2.1.3							◆28		◆28	
2.2.1				◆13		◆22				
2.2.2	◆1◆2		◆10		◆10◆20				◆32	◆32◆20
2.3.1				◆16						

2 Stand der Wissenschaft und Technik bei Projektbeginn

Die Transformation von Verkehrs- und Energiesystemen mit dem Fokus auf Effizienzsteigerung, Kostensenkung und Nachhaltigkeit erfordert eine signifikante Erweiterung der bestehenden Systeme und integrierten Komponenten im Hinblick auf intelligente Vernetzung sowie Kommunikations- und Steuerungsfähigkeit. Während auf der Übertragungsnetzebene bereits das Auslesen und Steuern von Systemkomponenten möglich ist, beschränkt sich der Stand der Technik in Verteil- und Arealnetzen zum Zeitpunkt des Projektbeginns auf reine Auslesbarkeit. Die zur intelligenten Vernetzung benötigten Schnittstellen und Kommunikationsprotokolle befinden sich teilweise noch in der Entwicklung, wobei ihre Anwendung in der Praxis kaum anzutreffen ist.

Systemkomponenten werden auf eine maximale Grundversorgung ausgelegt und Steuerungspotentiale als zusätzliche Flexibilität dadurch nicht ausgeschöpft. Zwar gibt es zum Zeitpunkt des Projektbeginns bereits Ansätze zur intelligenten Vernetzung und Steuerung dezentraler und Erneuerbarer Energieanlagen, jedoch wird dabei der Aspekt einer sektorenübergreifenden Nutzbarmachung von Flexibilitäten nicht hinreichend untersucht. Die Dimensionierung von Gebäuden als thermische Speicher berücksichtigt lediglich die Bausubstanz, nicht aber das Verhalten von Nutzer*innen oder die interne Gebäudesteuerung. Ebenso sind Konzepte zur Integration von E-Fahrzeugen und Nutzbarmachung der zeitlichen und räumlich bedingten Speicherkapazitäten zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen, bei gleichzeitiger Gewährleistung der Mobilitätsbedarfe bislang wenig diskutiert.

Die ausgewählten Referenzen [1–14], teilweise unter aktiver Beteiligung der Projektpartner erstellt, repräsentieren den wissenschaftlichen und technischen Stand, an welchem zu Projektbeginn angeknüpft wurde.

3 Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Die auf enge Zusammenarbeit innerhalb des interdisziplinären Verbundprojektes ausgelegte Arbeits- und Organisationsstruktur erlaubt sowohl eine zielgerichtete Erarbeitung der Projektziele als auch den regelmäßigen Austausch über die Themenfelder hinweg.

Dieser Austausch innerhalb des Forschungscampus Mobility2Grid wurde in diversen Workshops intensiviert. Unter anderem wurden eine Konstellationsanalyse sowie Partizipationsformate in Kooperation mit dem Themenfeld 1 erarbeitet. Eine jährliche Leistungserfassung als Input für das interne Qualitätsmonitoring wurde vom Themenfeld 2 bereitgestellt.

Insbesondere im Zusammenhang mit dem Aufbau der bidirektionalen E-Bus Ladestation sowie der Begleitforschung zur Elektrifizierung von Busflotten fand eine kontinuierliche Zusammenarbeit mit dem Themenfeld 4 und den zugehörigen Projektpartnern statt. Aus dieser Zusammenarbeit gingen sowohl die Erstellung des Lastenheftes für den Aufbau, sowie auch die Smart Grid Integration und Inbetriebnahme der bidirektionalen E-Bus Ladestation hervor. Zudem erfolgte im Themenfeld 4 die Aufbereitung realer Einsatz- und Umlaufpläne als Eingangsgröße zur Integration von elektrifizierten Busflotten in den Betrieb eines Virtuellen Kraftwerks. Die Nutzung der Flexibilitäten zur Generierung optimierter Ladeprofile wurde im Themenfeld 2 untersucht.

Im Rahmen von Demonstrationsworkshops mit dem Querschnittsfeld 7 wurden Strategien für eine Ergebnisverwertung aus den einzelnen Themenfeldern entwickelt. Im Speziellen hat die TU Berlin in Workshops zum Betrieb von Ladeinfrastrukturen durch Netzbetreiber und zum Transfer von Forschungsergebnissen in eine zweite Förderphase des Forschungscampus Mobility2Grid partizipiert. Zudem konnte der in Kapitel 4f) entwickelte Algorithmus zur koordinierten Spannungshaltung unter Anwendung eines regelbaren Ortsnetztransformators in den Regelbetrieb auf dem EUREF-Campus überführt werden. Im Rahmen der Arbeiten im Querschnittsfeld 7 wurden diesbezüglich weitere Auswertungen durchgeführt. Die Ergebnisse konnten unter Mitwirkung der TU Berlin in einen Systembericht zur Betriebsführung von Smart Grids überführt werden.

Über die Grenzen des Forschungscampus Mobility2Grid hinaus wurde ein Memorandum of Understanding mit dem Forschungscampus FEN unterzeichnet. Zudem wurden mit einem Konsortium des, vom BMWi im SINTEG-Programm geförderten, Forschungsprojektes WindNODE Schnittstellen zwischen lokalen und überregionalen Energiesystemen identifiziert [15].

In einer Ko-Autorenschaft wurde mit der Audi AG sowie der Stromnetz Berlin GmbH das Kapitel „E-Mobilität als Flexibilitätsbaustein in Smart Grids“ für das Mobility2Grid Sammelwerk „Mobility2Grid - Sektorenübergreifende Energie- und Verkehrswende“ erarbeitet [16].

Darüber hinaus wurden die in Kapitel 4 erörterten Arbeiten und die erzielten Ergebnisse stets in enger Zusammenarbeit mit den Wissenschafts- und Wirtschaftspartnern des Themenfeldes 2 durchgeführt, auf welche gesondert in den jeweiligen Abschnitten verwiesen wird.

4 Verwendung der Zuwendungen und erzielte Ergebnisse

a) Intelligente Vernetzung regionaler Arealnetze und Microgrids im Virtuellen Kraftwerk (AP 2.1.1)

Ein Virtuelles Kraftwerk (engl. Virtual Power Plant: VPP) ist definiert als Zusammenschluss dezentraler und Erneuerbarer Energieanlagen, einschließlich Lasten sowie stationärer und mobiler Speicher, in lokalen oder geografisch dispersen Energieversorgungsnetzen zur Bildung verbindlicher Kraftwerkskapazitäten. Dies ermöglicht die Überwindung von Marktbarrieren im liberalisierten Energiemarkt und damit den Handel ausgewählter Marktprodukte. Zudem können Systemdienstleistungen bereitgestellt werden. Der Ausbau Erneuerbarer Energien ist jedoch in urbanen Bereichen aufgrund beschränkter Nutzflächen begrenzt. Die Nutzung von Flexibilitäten stationärer und mobiler Speicher sowie von Gebäuden als Speicher kann dabei einen Baustein zur Verbesserung der lokalen ökonomischen sowie ökologischen Energieeffizienz liefern. Die intelligente Vernetzung regionaler Arealnetze und Microgrids im Virtuellen Kraftwerk ermöglicht die Erforschung von Smart Grid Konzepten mit einer optimierten Kraftwerkseinsatzplanung unter Berücksichtigung variabler Systemzustände. Simulative Untersuchungen auf Basis der Begebenheiten des EUREF-Campus haben gezeigt, dass Umbau und Ausbaumaßnahmen zu steigenden Energiebedarfen in der Energiebilanz bei stagnierendem Ausbau der Erzeugungsanlagen führen können (Meilenstein 6). Die Nutzung von Flexibilitäten stationärer und mobiler Speicher sowie Gebäuden als Speicher können dabei erheblich zur Verbesserung der CO₂-Bilanz beitragen, indem Spitzenlasten abgefangen oder verschoben werden. Detaillierergebnisse sind in einer internen Meilensteindokumentation „Festlegung von Ausbaupfaden dezentraler Energieanlagen im Virtuellen Kraftwerk“ durch das Fachgebiet SENSE der TU Berlin dokumentiert. Auf die Integration von Gebäuden als thermische Energiespeicher wird in Kapitel 4c) eingegangen. Entsprechende Untersuchungen zur Integration von E-Fahrzeugen in Virtuelle Kraftwerke werden in Kapitel 4d) ausgeführt.

Das Hauptziel dieses Arbeitspaketes ist es somit, eine operative IT-Plattform zur Evaluierung von Steuerungs- und Regelungsalgorithmen für dezentrale und Erneuerbare Energieanlagen im Energiemanagementsystem eines Virtuellen Kraftwerks zu entwickeln. Die Features und Funktionen dieser VPP Co-Simulationsplattform sind in Abbildung 1 dargestellt. Dabei sollen sowohl simulativ modellierte als auch reale Anlagenkomponenten eingebunden werden können.

Zur Realisierung der VPP Co-Simulationsplattform wurde ein Informations- und Kommunikationssystem zwischen zwei geographisch dispersen Campusarealen, dem EUREF-Campus sowie dem SENSE-Lab an der TU Berlin, umgesetzt. Basierend auf dem Smart Grid Architecture Model (SGAM) [17] wurden standardisierte Kommunikationsprotokolle für Netzleit- und SCADA-Systeme erfasst und implementiert (Meilenstein 25). Dabei setzte sich das Kommunikationsprotokoll IEC 60870-5-104 aufgrund seiner geringen Anforderungen an Bandbreite, einer hohen Zuverlässigkeit bei der Datenübertragung sowie der Marktdurchdringung der Protokollfamilie im Bereich der Netzleitkommunikation durch. Die systemische Umsetzung der VPP Co-Simulationsplattform ist in Abbildung 2 dargestellt.

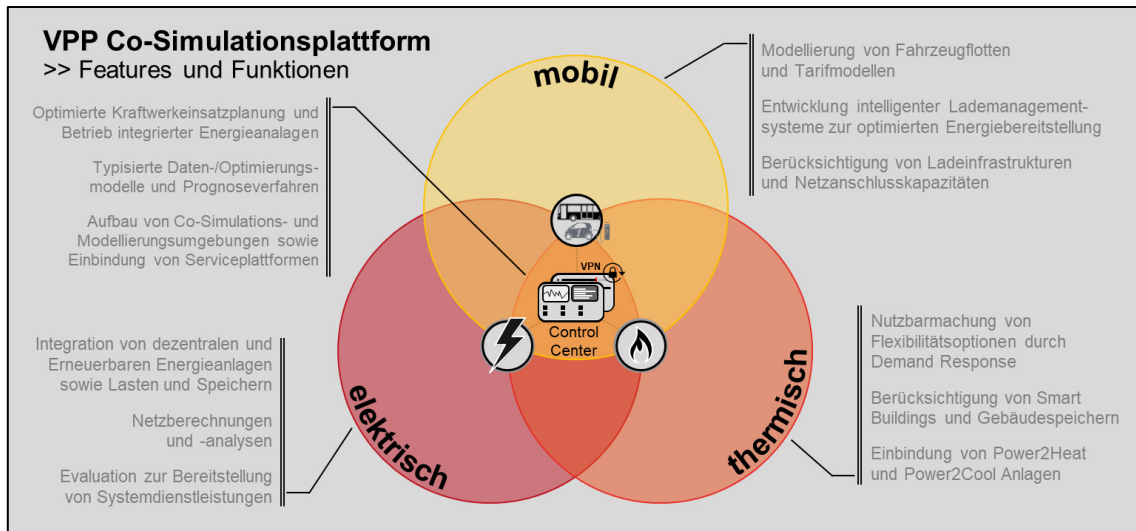


Abbildung 1: Features und Funktionen der VPP Co-Simulationsplattform bei einer sektorenübergreifenden Integration elektrischer, thermischer und mobiler Energieanlagen in ein Virtuelles Kraftwerk.

Die bidirektionale Monitoring- und Kontrollstruktur zwischen den Leitsystemen ClearSCADA© (EUREF-Campus) und HIGH-LEIT NT© (SENSE-Lab TU Berlin) wurde in enger Zusammenarbeit mit Schneider Electric durchgeführt und validiert [18]. Die Kategorisierung der standardisierten Kommunikationsprotokolle sowie auch die Beschreibung der Modellierungsumgebung des Virtuellen Kraftwerkes ist ausführlich in [19] dokumentiert. Integrierte Leit-, Daten- und Monitoringsysteme ermöglichen die Prozessierung von Mess-, Soll- und Statuswerten in den Steuerungs- und Regelalgorithmen des Virtuellen Kraftwerkes (Meilenstein 33).

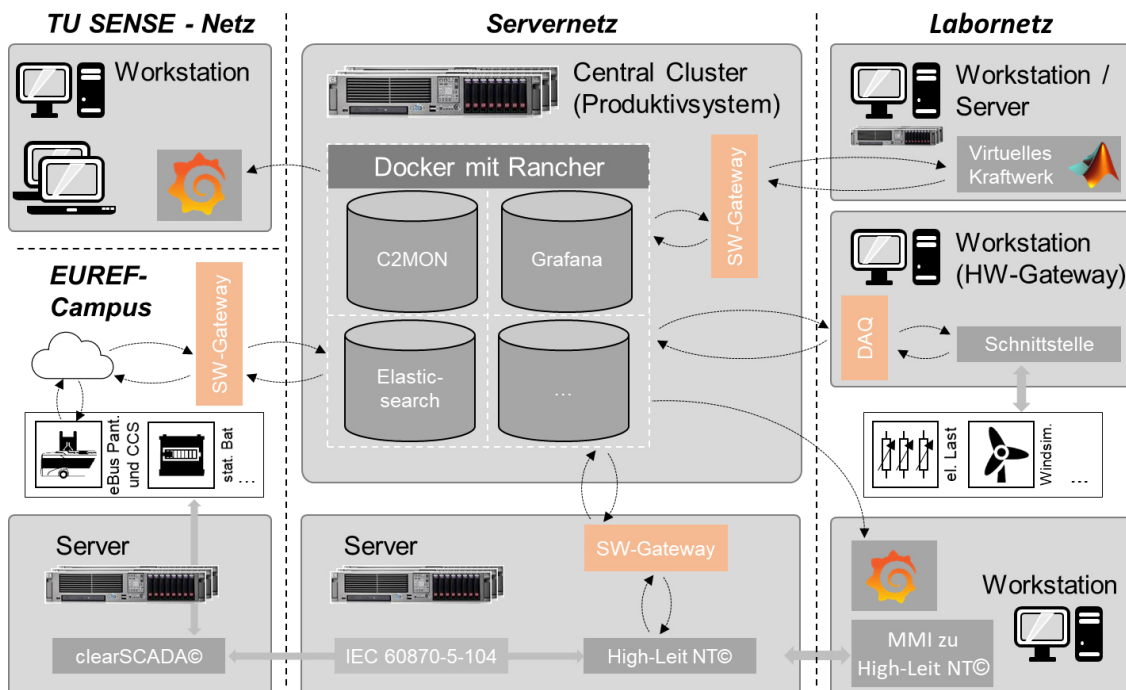


Abbildung 2: Systemische Umsetzung der VPP Co-Simulationsplattform zur Vernetzung und Steuerung disperser Anlagenkomponenten aus einem Virtuellen Kraftwerk.

Zur Evaluation und Validierung der entwickelten Modellierungsumgebung, sowie der Funktionalitäten der VPP Co-Simulationsplattform wurden Hardware-in-the-

Loop (HiL) Experimente für zwei Anwendungsfälle durchgeführt. Repräsentativ für eine dezentrale Energieanlage wurde das stationäre 2nd-Use Batteriespeichersystem auf dem EUREF-Campus verwendet. Das Batteriespeichersystem wurde durch die Audi AG bereitgestellt und gemeinsam durch Schneider Electric, Stromnetz Berlin und die TU Berlin in das Micro Smart Grid integriert.

Anwendungsfall 1: Überführung realer Anlagencharakteristiken einer stationären Batterie in das Energiemanagement eines Virtuellen Kraftwerks durch ein anlagenspezifisches Optimierungsmodell und Untersuchung von Unsicherheiten bei der Modellparametrierung.

Für den Betreiber eines Virtuellen Kraftwerks muss die Integrationsfähigkeit verschiedenster Anlagentypen in das Anlagenportfolio gewährleistet sein. Dazu werden reale Anlagencharakteristiken in typspezifische Optimierungsmodelle überführt, mit dem Ziel der Schaffung einer realitätsnahen Abbildung der Anlagen in der Modellierungsumgebung. In diesem Anwendungsfall wurden die Unsicherheiten bei der Parametrierung des typspezifischen Optimierungsmodells im Rahmen eines Ladezyklus der Batterie durchgeführt. Abbildung 3 (links) zeigt die gemessenen sowie modellierten Verläufe der Leistung und des Ladezustands während des HiL-Experiments. Während die Annahme der Linearität des Optimierungsmodells anhand eines Korrelationskoeffizienten von 0,99 bestätigt werden kann, zeigt sich eine erhebliche Abweichung von durchschnittlich -13,71% des Ladezustandes von simuliertem zu gemessenem Wert. Diese ist auf Ungenauigkeiten bei der Bestimmung der initialen Modellparameter zurückzuführen. Das betrifft insbesondere die Kapazität der 2nd-Use Batterie sowie den Wirkungsgrad der Leistungselektronik. Nach einem Fitting der Modellparameter auf Basis der erhaltenen Messreihen reduziert sich die Abweichung des Ladezustandes auf durchschnittlich -2,67%. Die zugehörigen Verläufe sind in Abbildung 3 (rechts) dargestellt.

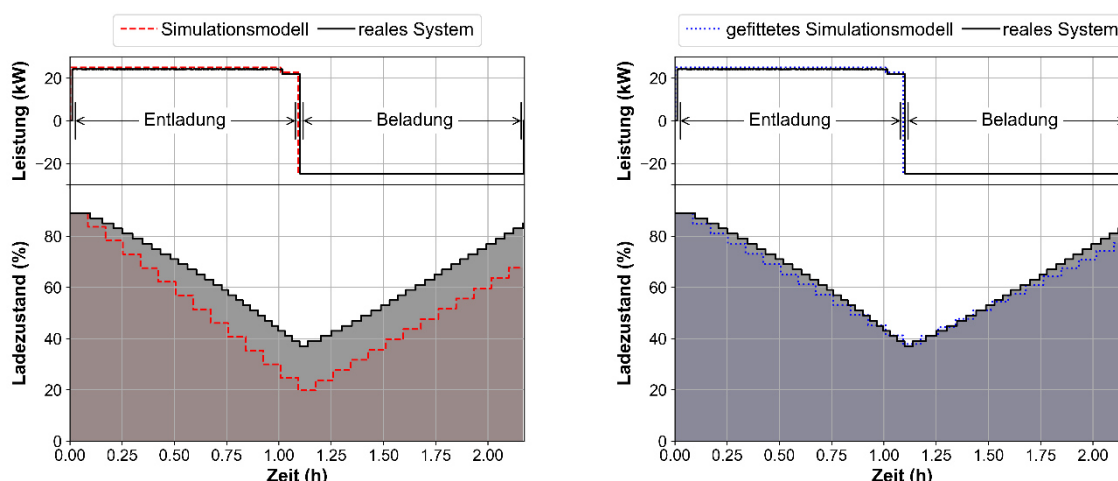


Abbildung 3: Leistungssollwerte, simulierter Ladezustand sowie gemessene Leistungs- und Ladezustandswerte des initialen (links) und gefitteten (rechts) Simulationsmodells.

Die Ergebnisse zeigen die Integrationsfähigkeit verschiedenster Energieanlagen in die VPP Co-Simulationsplattform und validieren die Funktionalität einer Open-Loop Steuerung. Es wird zudem deutlich, dass es einer Berücksichtigung realer Betriebseigenschaften und Messwerte bei der Modellbildung für eine realitätsnahe

Abbildung von Anlagenkomponenten bedarf, z.B. durch datengetriebene und modellgestützte Modellierungsmethoden.

Anwendungsfall 2: Validierung des Echtzeitbetriebs der VPP Co-Simulationsplattform durch kurzzeitige Einsatzplananpassungen der stationären Batterie zum Prognoseausgleich Erneuerbarer Energien im Bilanzkreis des Virtuellen Kraftwerks.

Der Betreiber eines Virtuellen Kraftwerks ist bestrebt die Bilanzkreistreue seines koordinierten Anlagenportfolios innerhalb der optimierten Kraftwerkseinsatzplanung einzuhalten. Dabei dienen Erzeugungsprognosen Erneuerbarer Energieanlagen als Basis für den Day-Ahead- und Intraday-Betrieb. Durch die Verwendung von Prognosen entstehen zum tatsächlichen Lieferzeitpunkt Abweichungen, die vom Betreiber des Virtuellen Kraftwerks ausgeglichen werden müssen. Im Echtzeitbetrieb wird dazu Ausgleichsenergie durch den Netzbetreiber bereitgestellt oder zur Reduktion der benötigten Ausgleichsenergie eine kurzfristige Anpassung der Einsatzpläne der koordinierten Energieanlagen vorgenommen. Ein solcher Ausgleich von Prognoseabweichungen soll mithilfe einer stationären Batterie im Echtzeitbetrieb des Virtuellen Kraftwerks dargestellt werden, um so die benötigte Ausgleichsenergie zu reduzieren. Zur Reduktion verbleibender Modellabweichungen, hervorgehend aus den Ergebnissen aus dem ersten Anwendungsfall, und um die Batteriekapazität vollumfänglich nutzbar zu machen, wird in jedem Zeitschritt des Echtzeitbetriebs der modellierte Ladezustand der Batterie mit dem der realen Anlage synchronisiert. Das untersuchte Anlagenportfolio ist in Tabelle 2 aufgelistet und besteht aus den Energieanlagen der Micro Smart Grids des EUREF-Campus sowie des Berliner Zukunftsbahnhofs Südkreuz. Das Szenario umfasst eine kostenoptimierte Kraftwerkeinsatzplanung im Monat März als Übergangsmontat mit simulativ hinterlegten historischen Daten der Areale aus dem Jahr 2018. Die DB Energie GmbH hat zu diesem und ausgewählten weiteren Szenarien Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen in Zusammenarbeit mit der TU Berlin durchgeführt, welche im zugehörigen Abschlussbericht näher ausgeführt werden. Abbildung 4 zeigt exemplarisch den aggregierten und optimierten Kraftwerkseinsatzplan des Portfolios für einen Tag. Die PV-Erzeugungsprognosen, die daraus resultierenden Leistungsabweichungen, sowie die jeweiligen Einsatzpläne der Batteriespeicher sind Abbildung 5 zu entnehmen. Durch die Anpassung der Einsatzpläne der Batterie im Echtzeitbetrieb zum Lieferzeitpunkt lassen sich die Leistungsabweichen vollständig ausgleichen. Der Echtzeitbetrieb wurde exemplarisch in einem HiL-Experiment über eine Stunde in einer Closed-Loop Steuerung durchgeführt. Die resultierenden Verläufe der modellierten sowie gemessenen Leistungs- und Ladezustandswerte sind in Abbildung 6 zu sehen.

Die Ergebnisse zeigen eine durchschnittliche Latenzzeit von 25,41s für das Setzen von Sollwerten auf. Die Synchronisation des Ladezustandes wurde mit einer durchschnittlichen Synchronisationsdauer von 2,91s erfolgreich durchgeführt. Es konnte somit die Echtzeitfähigkeit, welche im Energiemanagement als eine maximale Prozessdauer von 5 Minuten angenommen wird, sowie auch der kontinuierliche operative Betrieb der VPP Co-Simulationsplattform validiert werden. Zudem indizieren die Auswertungen, dass durch eine kontinuierliche Synchronisation von Modellparametern mit realen Messwerten die Einhaltung zustandsabhängiger Systemgrenzen im Echtzeitbetrieb ermöglicht wird.

Tabelle 2: Exemplarisches Anlagenportfolio mit stationärer 2nd-Use Li-Ion Batterie als reale Anlagenkomponente.

Micro Smart Grid	Anlagenkomponente	el. Leistung / Energiekapazität
EUREF-Campus	PV-Anlage	80 kWp / -
	klein-BHKW	22 kW / -
	2nd-Use Li-Ion Batteriespeicher	22 kW / 60 kWh
	Ladeinfrastrukturen	32 x 22kW / -
Südkreuz	PV-Anlage	15,5 kWp / -
	Li-Ion Batteriespeicher	50 kW / 50 kWh
	Ladeinfrastrukturen	6 x 22 kW / -

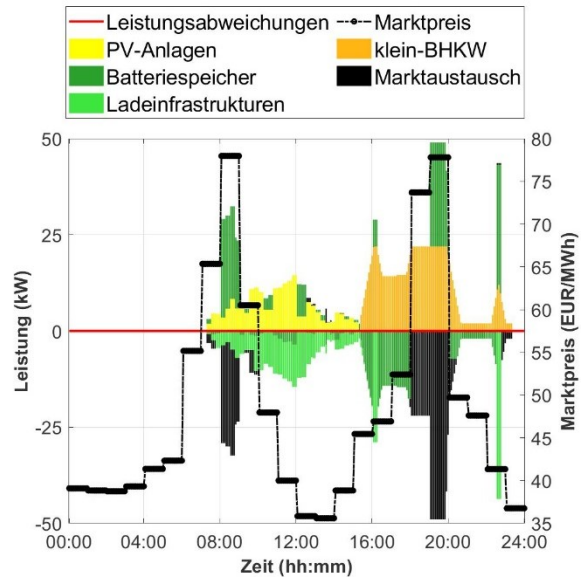


Abbildung 4: Kostenoptimierte Kraftwerkeinsatzpläne des exemplarischen Anlagenportfolios und Marktpreis.

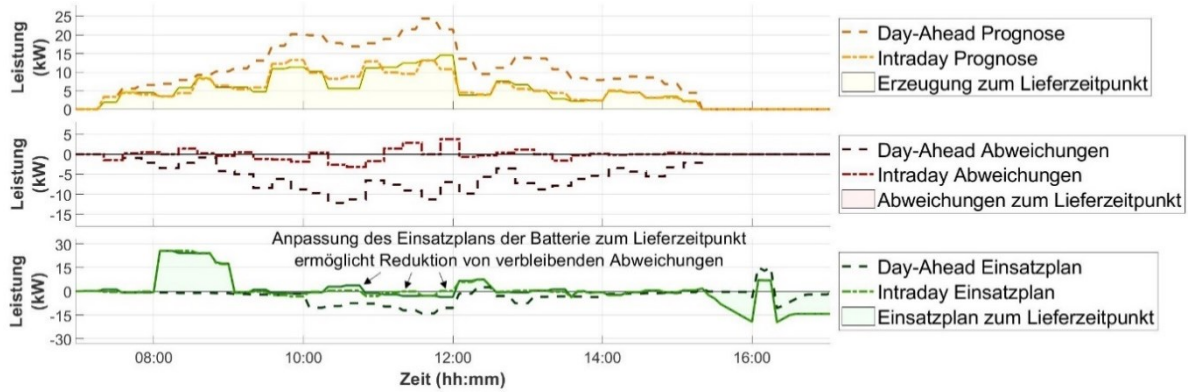


Abbildung 5: Prognosen für PV-Erzeugung, resultierende Leistungsabweichungen und Einsatzpläne der stationären 2nd-Use Batterie im Day-Ahead-, Intraday- und Echtzeitbetrieb nach Ausgleich der Leistungsabweichungen.

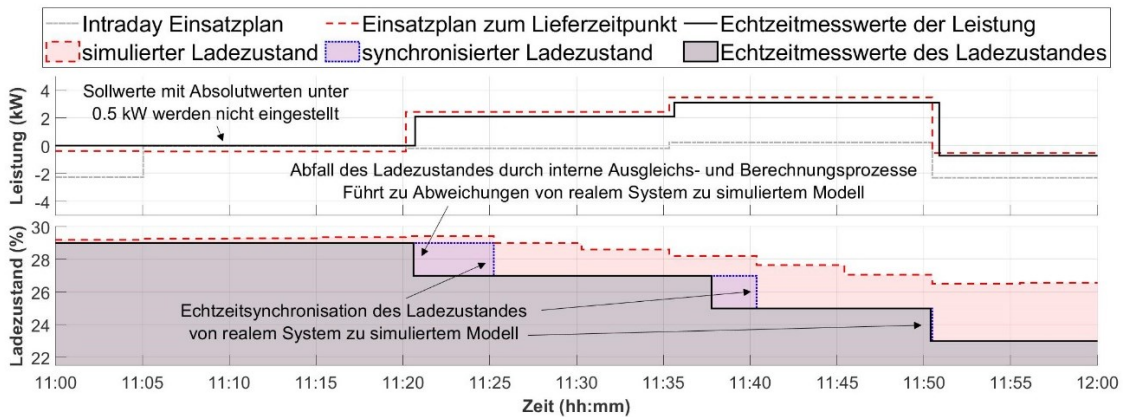


Abbildung 6: Einsatzplan der stationären 2nd-Use Batterie als Leistungswerte, zugehörige Leistungsmesswerte im Echtzeitbetrieb sowie modellierte, synchronisierter und gemessene Werte des Ladezustands.

Die im Projekt entwickelte VPP Co-Simulationsplattform ermöglicht eine optimierte Kraftwerkeinsatzplanung dezentraler und Erneuerbarer Energieanlagen, Lasten sowie stationärer und mobiler Speicher. So können die Nutzbarmachung zusätzlicher Flexibilitätspotentiale für eine zukünftige Energieversorgung mit einer hohen Durchdringung Erneuerbarer Energien und E-Fahrzeugen dargestellt und beforscht werden. Typisierte Datenmodelle erlauben dabei eine skalierbare und modulare Integration sektorenübergreifender Anlagentypen. Die Interkonnektivität der geographisch dispersen Microgrids wurde auf Basis des Kommunikationsprotokolls IEC 60870-5-104 erfolgreich umgesetzt und in Feldversuchen durch HiL-Experimente validiert. Die Möglichkeit des Betriebes der Areale als ein gemeinsamer Bilanzkreis für den Ausgleich von Prognoseabweichungen im Echtzeitbetrieb konnte demonstriert werden. In zukünftigen Forschungsvorhaben gilt es die Interaktion der Areale unter Berücksichtigung der jeweils lokalen Systemzustände, aber insbesondere der Anforderungen der weiteren beteiligten Akteure näher zu untersuchen.

b) Lernverfahren zur Verbesserung der Prognosegenauigkeit (AP 2.1.2)

Ziel dieses Arbeitspaketes ist die Entwicklung von Algorithmen für leistungsfähige Prognosen von elektrischen und thermischen Lasten und dezentraler Energieerzeugung, sowie des Ladeverhaltens von E-Fahrzeugen. Diese können beispielsweise für den Betrieb im Rahmen der optimierten Kraftwerkseinsatzplanung eines Virtuellen Kraftwerkes herangezogen werden. In der Methodenentwicklung wurden dabei Schwerpunkte in der (i) Flexibilitätsprognose des Ladeverhaltens von E-Fahrzeugen, (ii) automatisierten Merkmalsextraktion („Feature Selection“) sowie (iii) Evaluation von Prognosen in nichteuklidischen Abstandsräumen gesetzt. Letztere berücksichtigt dabei auch Anlagenkomponenten aus dem Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) mit einem BHKW als dezentraler Erzeuger. Die Ergebnisse werden in den jeweiligen Abschnitten erörtert.

(i) Flexibilitätsprognose des Ladeverhaltens von E-Fahrzeugen

Es wurde ein statisches Modell für die Prognose der Flexibilität im Ladeverhalten von E-Fahrzeugen entwickelt. Die Zeitreihen positiver und negativer Flexibilitäten wurden basierend auf externen Einflussgrößen durch Maschinelles Lernen direkt vorhergesagt. Der Ansatz wurde auf Basis historischer Daten öffentlicher Ladepunkte sowie Messdaten exemplarischer Ladestationen des EUREF-Campus evaluiert und damit ein Proof-of-Concept umgesetzt [20].

(ii) Automatisierte Merkmalsextraktion („Feature Selection“)

Für kurzfristige Verbrauchsprognosen von Gebäuden und Verbrauchern in Arealnetzen und Quartieren besteht durch eine im Verbrauch vorherrschende hohe Heterogenität und Unsicherheit die Herausforderung, dass die Auswahl der relevanten Einflussgrößen (engl. Features) und die optimale Konfiguration von Algorithmen maßgeblich von dem konkreten Verbraucher abhängt. Gleichzeitig sind jedoch gerade auf dieser Ebene die monetären Anreize für die manuelle Konfiguration der Prognose, z.B. durch einen Data-Scientist, sehr gering. Daher wurde in diesem Arbeitspaket ein automatisierter Ansatz zur Konfiguration und der Auswahl von Modellen für eine solche Prognose entwickelt. Der Ansatz basiert auf einem Konzept der Informationstheorie, der sogenannten gegenseitigen Information (engl. Mutual Information). In einem ersten Schritt werden die

Merkmale ausgewählt, die mit dem jeweiligen thermischen oder elektrischen Verbrauch die gegenseitige Information maximieren. Anschließend werden aus einer Menge an Algorithmen aus dem Bereich des Maschinellen Lernens und zugehörigen Parametern diejenigen ausgewählt, die in einer automatisierten Kreuzvalidierung den Prognosefehler minimieren. Der Ansatz wurde auf thermischen und elektrischen Gebäudelastgängen des Hauses 12/13 des EUREF-Campus und einem Gebäude des NREL-Campus in den USA evaluiert (Meilenstein 18). Es konnte gezeigt werden, dass für den allgemeinen Stromverbrauch und die Kühlung der automatisierte Ansatz gegenüber einer manuellen Merkmalsextraktion zu akkurateren Prognosen führt, während für den Wärmeverbrauch keine signifikanten Verbesserungen aufgezeigt werden konnten. Weitere Ausführungen sind in der Bachelorarbeit *“Evaluating Different Machine Learning Algorithms for Short-Term Electricity Load Forecasting of Commercial Buildings”* betreut durch das DAI-Labor der TU Berlin festgehalten.

(iii) Lokal Permutations-invariante Last- und Erzeugungsprognosen

Lastprofile in Niederspannungs- und Arealnetzen sind stark intermittierend, da diese mit konkreten Aktivitäten der Verbraucher korrelieren. Diese spezielle Eigenschaft wirft eine grundsätzliche Frage der Ähnlichkeit von Lastprofilen auf. Wenn beispielsweise Prognosen mit der, in der Praxis gängigsten Metrik, Wurzel der mittleren Fehlerquadratsumme (engl. Root Mean Square Error: RMSE), verglichen werden, resultieren daraus tendenziell flachere Prognosen. Diese stellen die zu erwartenden individuellen Lastspitzen unter Umständen nicht ausreichend dar. Daher wurde für die Evaluation von Haushaltslastprognosen in der Literatur ein spezielles Fehlermaß basierend auf lokal invarianten Permutationen (LPI) vorgestellt, die angepasste p-Norm oder der sogenannte LPI-Abstand [14]. In diesem Arbeitspaket wurden basierend auf dem LPI-Abstand Algorithmen wie das Adjusted Feature-Aware k-Nearest Neighbors (AFKNN) Modell oder das Adjusted Artificial Neural Network (A2N2) konzipiert, umgesetzt und im Kontext von verschiedenen Verbrauchern und Erzeugern evaluiert. Das AFKNN kann gegenüber den bisher existierenden Modellen, welche die angepasste p-Norm berücksichtigen, externe Einflussfaktoren modellieren. Am Beispiel von US-Haushalten konnte eine signifikante Verbesserung der Prognoseergebnisse durch das AFKNN für die jeweiligen Verbräuche gezeigt werden. Dies wird detailliert in einem zugehörigen Konferenzbeitrag ausgeführt [21]. Aber auch für E-Fahrzeuge konnte auf Basis der Messdaten des EUREF-Campus gezeigt werden, dass das AFKNN Modell die angepasste p-Norm besser minimieren kann als Vergleichsmodelle [22]. Für das A2N2 stellte sich heraus, dass insbesondere die Prognosen für Haushalte gegenüber dem AFKNN verbessern werden können. Für Bürogebäude liefern traditionelle Ansätze, welche den RMSE minimieren, die verlässlicheren Prognosen. Weitere Ausführungen sind in der Masterarbeit *“Towards Accurate Short-Term Residential Load Forecasting: Employing Local Permutation-Based Error Metrics and Machine Learning Techniques”* betreut durch das DAI-Labor der TU Berlin festgehalten. Für die Prognose eines wärmegeführten BHKW-Betriebs wurde der LPI-Abstand von reellen Zahlen um Sequenzen binärer Zahlen erweitert (der sogenannte LPI Matching Coefficient: LPIMC). In simulativen Untersuchungen, welche den Betrieb des kleinen BHKWs als KWK-Anlage auf dem

EUREF-Campus abbilden, wurde gezeigt, dass das AFKNN Modell ebenfalls genauere Prognosen als existierende Ansätze erzeugt (Meilenstein 23). Detailergebnisse sind in einem internen Meilensteinbericht „Lernverfahren und Prognose“ durch die HTW Berlin und das DAI-Labor der TU Berlin dokumentiert.

Prognosen des wärmegeführten Betriebs eines BHKW und des kurzfristigen Ladeverhaltens von Ladeinfrastruktur sind auch nach aktuellem Stand wenig beforscht. Die Ergebnisse dieses Arbeitspaketes motivieren, dass in Arealnetzen für dezentrale Energieanlagen und Lasten, ähnlich wie bei Haushaltslasten, auch andere Fehlermaße für die Prognose in Betracht gezogen werden sollen. Dabei könnten insbesondere Ansätze wie das Neuronale Netz A2N2 weiterverfolgt werden, die den Prognosefehler direkt minimieren. Allerdings erwiesen sich numerische Gradienten bisher noch als zu instabil. Auch sind je nach Einsatz der Prognose in Arealnetzen und Quartieren, wie dem EUREF-Campus, auch probabilistische Prognoseansätze relevant, die über reine Punkt-Prognosen, d.h. Prognosen des mittleren Erwartungswertes, hinausgehen.

c) Einsatz von KWK- und P2H-Technologien in intelligenten urbanen Energiesystemen (AP 2.1.3)

Ziel dieses Arbeitspaketes ist die Integration eines Wärmemodells, d.h. einer sektorenübergreifenden Integration thermischer Flexibilitäten, in die Energieoptimierung des Virtuellen Kraftwerks und die damit einhergehende Analyse eines wirtschaftlich sinnvollen Einsatzes von KWK- und P2H-Technologien. Dazu wurde sich in der Umsetzung auf Gebäudespeicher in der Kopplung mit elektrischen und thermischen Energiesystemen und deren Einsatz in einer optimierten Kraftwerkeinsatzplanung innerhalb der in Kapitel 4a) entwickelten VPP Co-Simulationsplattform fokussiert. Insbesondere wurde durch die TU Berlin in Zusammenarbeit mit der HTW Berlin untersucht, inwiefern sich der inhärente Speicher der Masse von Gebäuden als Flexibilität im Stromnetz nutzen lässt. Durch den Einsatz von sektorenübergreifenden Energieressourcen, z.B. BHKW oder P2H-Anlagen, kann die Gebäudemasse dem elektrischen Energiesystem als Flexibilität dienen. Die Herausforderung besteht darin, ein Speichermodell basierend auf messbaren Gebäudedaten in die Modellierungsumgebung des Virtuellen Kraftwerks zu integrieren. Die Gebäude werden in diesem Zusammenhang durch die, im Teilarbeitspaket 2.1.4 von der HTW Berlin entwickelten, dynamischen Gebäudemodelle repräsentiert. Abbildung 7 zeigt schematisch das Konzept zur Nutzbarmachung der inhärenten Speicherkapazität von Gebäuden für das Stromnetz. Ein Gebäude fungiert sowohl als thermischer als auch als elektrischer Energieverbraucher. Dabei kann die thermische Last so gesteuert werden, dass durch die Trägheit der thermischen Prozesse bei zeitweisem Aussetzen oder Absenken der thermischen Energiezufuhr die, in der Gebäudemasse gespeicherte, Energie entladen werden kann und so den gewünschten Komfort der Gebäudenutzer*innen hinsichtlich der Raumtemperatur beibehält. Durch die Sektorenkopplung können Gebäude auch stromseitige Flexibilitäten für das Netz und den Energiemarkt bereitstellen.

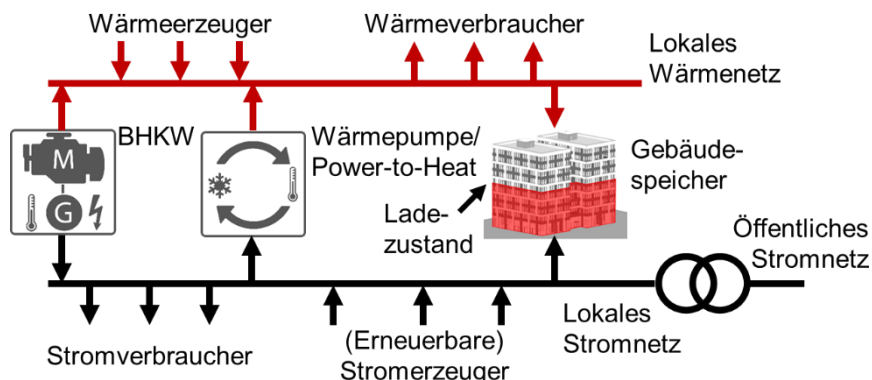


Abbildung 7: Schematische Darstellung der Konzeptidee zur Kopplung elektrischer und thermischer Systeme mit Gebäuden als Speichersystem.

Dazu wurden datengetriebene Ansätze basierend auf Multipler Linearer Regression und Verallgemeinerten Additiven Modelle (engl. Generalized Additive Models: GAMs) entwickelt und verglichen. Es konnte gezeigt werden, dass durch die Modelle auch komplexe nichtlineare Einflussgrößen, wie sie in der Realität auftreten und hier in dynamischen Simulationen abgebildet werden, modelliert werden können. Zudem wurde gezeigt, dass die Deckenoberflächentemperatur des Gebäudes als Proxy für die Messung des aktuellen Ladezustands dienen kann. Dies ermöglicht eine praxisnahe Umsetzung mit Temperatursensoren als minimal benötigte zusätzliche Hardware. In zwei Fallstudien wurde die Nutzung von Gebäudespeichern im Vergleich zu konventionell genutzten Warmwasserspeichern und stationären Batterien zum einen für eine Kostenminimierung, zum anderen für eine Maximierung des Autarkiegrades im Betrieb eines exemplarischen Smart Grid Arealen verglichen. Es konnte gezeigt werden, dass der optimierte Einsatz von Gebäudespeichern zur Reduzierung der Betriebskosten sowohl für den Gebäudebetreiber als auch den Smart Grid Betreiber, sowie zur Erhöhung des Autarkiegrades beitragen können.

In Anbetracht der breiten Verfügbarkeit von Gebäuden und des Fortschritts der Gebäudeautomation bietet die Gebäudemasse ein großes Potenzial als zusätzliche Flexibilität für die CO₂-neutralen Energieversorgung der Zukunft. Auch wenn dynamische Simulationen bereits viele Einflussfaktoren modellieren können, sind sie nur ein simplifiziertes Abbild der Realität. Um die vorgestellten Konzepte und den Einsatz der inhärenten Gebäudespeicher weiter evaluieren zu können, bedarf es Fallstudien mit realen Gebäuden, in denen die Modelle in HiL-Experimenten eingesetzt und durch Messdaten evaluiert werden können. Die Ergebnisse wurden in zwei aufeinander aufbauenden wissenschaftlichen Studien [23, 24], sowie einem internen Meilensteinbericht „Energieoptimierung in Simulationsumgebung für ein Multi-Sparten-Grid“ durch das DAI-Labor und Fachgebiet SENSE der TU Berlin dokumentiert.

Darüber hinaus konnte im Bereich der dynamischen Simulation gekoppelter elektrischer und thermischer Systeme eine Methode entwickelt werden, welche die Untersuchung von Ausgleichsvorgängen in elektrischen und thermischen Netzen in unterschiedlichen Zeitskalen unter gleichzeitiger Reduktion des Rechenaufwandes ermöglicht [25, 26].

d) Entwicklung optimierter Ladestrategien für einen elektrifizierten Busbetrieb und Netzauswirkungen zeitvariabler Ladestrategien (AP 2.2.1)

Die Integration von elektrifizierten Fahrzeugflotten in die in Kapitel 4a) entwickelte VPP Co-Simulationsplattform ermöglicht ein optimiertes Laden gemäß Verfügbarkeit Erneuerbarer Energien, Netzauslastung und Mobilitätsanforderungen für einen zukunftsorientierten Nahverkehr. Dazu wurden in Zusammenarbeit mit dem Themenfeld 4 reale Betriebsabläufe und Einsatzpläne einer Busflotte ausgewertet und in mathematische Optimierungsmodelle überführt. Die Modellierung der Energiebedarfe und Berücksichtigung der Prozesse an Busdepots werden in [19, 27, 28] detailliert beschrieben (Meilenstein 13). Das Interaktionsschema zur Berücksichtigung der Fahrzeugflotten als Bestandteil eines Portfolios des Virtuellen Kraftwerks in der optimierten Kraftwerkeinsatzplanung ist in Abbildung 8 dargestellt.

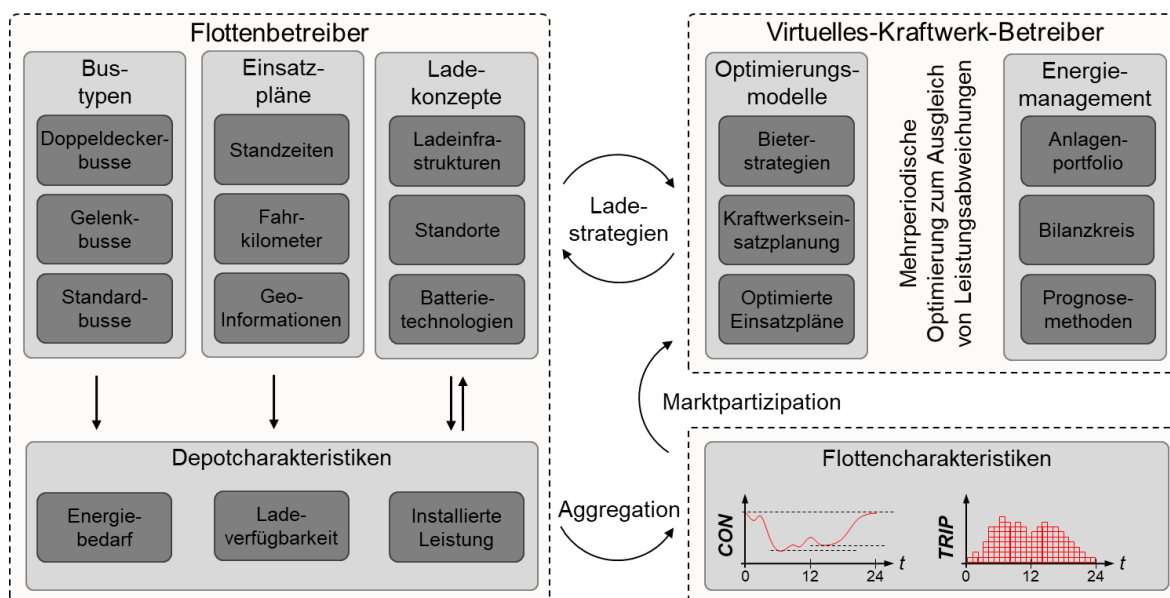


Abbildung 8: Interaktionsschema zwischen Flottenbetreiber und Virtuelles-Kraftwerk-Betreiber zur Integration von E-Fahrzeugflotten in den Betrieb des Virtuellen Kraftwerks. Aus Datenschutzgründen sowie zur Wahrung von Betriebsgeheimnissen werden die Energiebedarfe einer Fahrzeugflotte in einem aggregierten Format an den Betreiber des Virtuellen Kraftwerks übertragen. Dieser erstellt unter Anwendung von Ladestrategien optimale Ladeprofile, welche zurück an den Flottenbetreiber gegeben werden. Zum Zeitpunkt der Arbeiten im Forschungsprojekt befand sich die Technologieentwicklung von Batteriewechselstationen für Busse auf einem noch nicht ausreichend fortgeschrittenen Stand. Zudem wurden von der BVG Elektrobusse mit Pantographen- bzw. Steckerlösung für eine erste Teilelektrifizierung der Fahrzeugflotte angeschafft. Somit wurden, abweichend vom ursprünglich geplanten Ziel dieses Arbeitspaketes, Ladestrategien unter der Annahme konduktiver Ladelösungen statt von Batteriewechseltechnologien untersucht. Die mathematischen Optimierungsmodelle für unidirektionales Laden und die Formulierung der Ladestrategien in Form von Zielfunktionen werden in [16], sowie im Rahmen der Masterarbeit „Utilization of Electric Bus Fleets for Nodal Based and Security Constrained Redispatch Services in Virtual Power Plant Operations“ betreut durch das Fachgebiet SENSE der TU Berlin adressiert.

In simulativen Untersuchungen mit einer Flotte von 120 Elektrobussen als Teil eines Anlagenportfolios des Virtuellen Kraftwerks wurden Ladeprofile unter Anwendung verschiedener Ladestrategien gegenübergestellt. Unkontrolliertes Laden, d.h. Laden mit maximaler Ladeleistung bei Ankunft im Busdepot, führt zu Ladeleistungspeaks in den Abendstunden bei ohnehin bereits erhöhter Auslastung im Verteilnetz. Durch eine preisbasierte Ladestrategie werden zwar die Kosten für das Laden gesenkt, jedoch werden die Ladeleistungspeaks auf Zeitpunkte geringer Marktpreise verschoben. Unter Berücksichtigung einer maximalen Netzanschlussleistung im Busdepot als Nebenbedingungen im Optimierungsmodell lassen sich diese wiederum um bis zu 50% reduzieren. Mit der im Projekt entwickelten, auf Gleichzeitigkeiten Erneuerbarer Energien sowie der Lasten im Portfolio basierenden, Ladestrategie können die resultierenden Ladeprofile zusätzlich geglättet, ein Valley-Filling-Effekt erzielt und die Ausnutzung Erneuerbarer Energien erhöht werden (Meilenstein 22). Die Gleichzeitigkeiten werden dabei durch einen Faktor beschrieben, welcher die Residuallast im Portfolio des Virtuellen Kraftwerks als einen normierten Faktor in die Zielfunktion des Energiemanagements einfließen lässt.

Im Hinblick auf die installierte prototypische bidirektionale E-Bus Ladestation, auf welche näher in Kapitel 4e) eingegangen wird, wurde das Optimierungsmodell hin zur Bidirektionalität erweitert. Dazu wurde im Vergleich zur Modellbeschreibung in [16] ein zusätzliches Profil erstellt, welches den verfügbaren Energiegehalt für Rückspeisevorgänge (engl. Vehicle-to-Grid: V2G), repräsentiert. Diese V2G-Fähigkeit kann dazu genutzt werden, um Systemdienstleistungen, z.B. in Form von Redispatch-Maßnahmen, bereitzustellen. Ein exemplarisches Ladeprofil in einem Busdepot über zwei Tage ist in Abbildung 9 dargestellt.

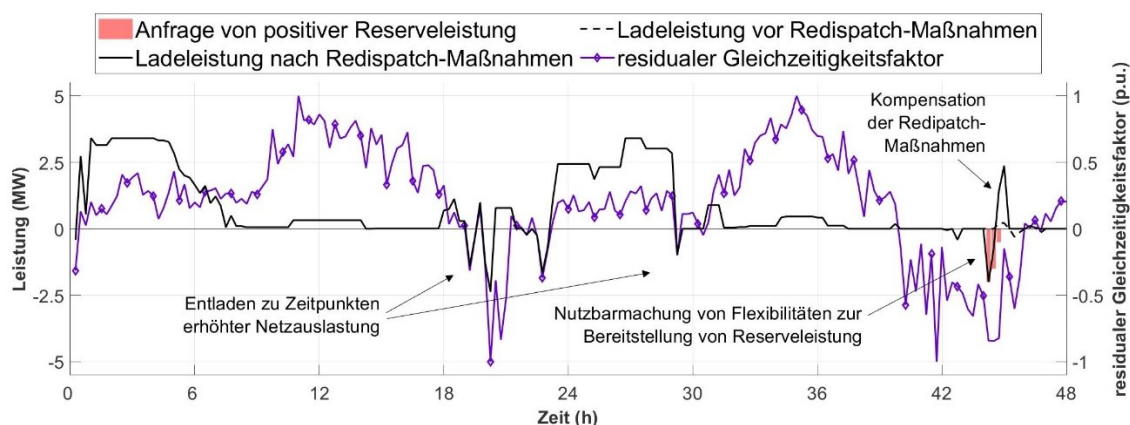


Abbildung 9: Residueller Gleichzeitigkeitsfaktor und optimierte Ladeprofile einer exemplarischen Flotte mit 120 E-Bussen vor und nach Durchführung eines Redispatch.

Ladeprozesse finden vorrangig bei einer hohen Verfügbarkeit Erneuerbarer Energien, d.h. ein bei einem residuellen Gleichzeitigkeitsfaktor ≥ 0 , statt. In Zeiten hoher Netzauslastung, d.h. residueller Gleichzeitigkeitsfaktor < 0 kann das Netz durch Entladevorgänge gestützt werden. Zusätzlich können dem Netzbetreiber Redispatch-Maßnahmen in beide Richtungen als Systemdienstleistung zur Verfügung gestellt werden.

Durch die entwickelten Optimierungsmodelle lassen sich in Interaktion des Flottenbetreibers mit dem Betreiber des Virtuellen Kraftwerks elektrifizierte Fahrzeugflotten in die optimierte Kraftwerkeinsatzplanung integrieren. Dies

erlaubt die Anwendung optimierter Ladestrategien zur Erhöhung der Ausnutzung Erneuerbarer Energien sowie Reduzierung der Netzbelastung an Netzanschlusspunkten von Busdepots. Die Methoden lassen sich analog auf anderen Flottentypen übertragen, jedoch muss dabei in zukünftigen Forschungstätigkeiten berücksichtigt werden, dass nicht jeder Flottentyp über zuvor bekannte Einsatzpläne verfügt. Demnach müssen Prognosemodelle herangezogen werden. Zudem gilt es, die weitere Technologieentwicklung zu beobachten, um verschiedene Ladelösungen in optimierten Ladestrategien zu berücksichtigen.

e) Physische Integration elektrifizierter Nutzfahrzeuge in Smart Grid Architekturen von Arealnetzen (AP 2.2.2)

Wie sich in den Ergebnissen des Kapitels 4a) gezeigt hat, ist die Berücksichtigung von realen Betriebsdaten und Charakteristiken in, auf Modellbildungen und Simulationen basierenden, Untersuchungen von Lösungsbeiträgen von großer Bedeutung. In Bezug auf den Bus- und Wirtschaftsverkehr wurde eine mögliche technische Realisierung anhand eines Demonstrators am EUREF-Campus umgesetzt und in das lokale Smart Grid integriert. Die Raumbedarfsplanung und Netzverträglichkeitsprüfung zur bidirektionalen Smart Grid Integration wurde durch die Bündelung der Aktivitäten und im gemeinsamen Wirken mit dem Themenfeld 4 durchgeführt (Meilensteine 1 und 2). Dabei wurden genormte und standardisierte Anforderungen, z.B. in Bezug auf Netz- und Anlagenschutz, des Netzbetreibers hinsichtlich zu verwendender Komponenten und Betriebsmittel berücksichtigt. Im Falle von Entladevorgängen wird die E-Bus Ladestation regulatorisch als PV-Anlage behandelt, da zu gegebenem Zeitpunkt keine konkrete Vorgabe für bidirektionale Ladeinfrastrukturen vorlag. Die hinsichtlich der Kommunikationsanbindung entwickelten Lösungen werden näher in [29] ausgeführt. Die zunächst unidirektional betriebene E-Bus Ladestation, wie in Abbildung 10 exemplarisch mit angeschlossenem E-Bus dargestellt, wurde auf der M2G-Konferenz am 12.04.2018 offiziell durch die Projektpartner BVG, Siemens, Schneider Electric und TU-Berlin eingeweiht und in Betrieb genommen (Meilenstein 10). Weiterhin wurde die Ladestation durch die DEKRA geprüft und abgenommen.

Aus dem laufenden Betrieb des Demonstrators, welcher im Rahmen der elektrifizierten Buslinie 204 für ausgewählte Ladevorgänge genutzt wurde, konnten wesentliche Erkenntnisse im Zuge der Begleitforschung gewonnen werden. So wurde festgestellt, dass allein die Nebenaggregate, z.B. durch Nutzung der Klimaanlage, einen Leistungsbedarf von 5kW bis 8kW haben, welcher zeitweise auch dann gedeckt werden muss, wenn kein Ladevorgang stattfindet, sich der E-Bus aber noch an der Ladestation befindet. Faktoren wie die aktuelle Netzauslastung und bedarfsabhängiges Laden zur Erhöhung der Reichweite von Elektrobussen können gesteuertes Laden an Endhaltestellen erfordern, um die Einhaltung der Mobilitätsanforderungen zu garantieren. In Zusammenarbeit mit Siemens, Schneider Electric und der TU Berlin wurde ein HiL-Experiment zum gesteuerten Laden durchgeführt. In diesem wurden nach Ankunft des Busses und Start des Ladevorgangs verschiedene Sollwerte vorgegeben und die tatsächliche Leistung, Latenzzeiten, sowie der Ladezustand gemessen. Hier zeigte sich erneut der Leistungsbedarf der Nebenaggregate, da beispielsweise bei Sollwerten unter 5kW die benötigte Leistung aus der Batterie des Busses entnommen wurde und

sich somit der Bus in der Realität sogar entlädt. Die durchschnittliche Abweichung zwischen Soll- und Messwerten beträgt 1,7kW. Für die getesteten Leistungsvorgaben beträgt die Reaktionszeit weniger als 9 Sekunden. Demnach demonstrieren die Ergebnisse die Machbarkeit gesteuerter Ladevorgänge, sowie die Zuverlässigkeit der prototypischen Ladeinfrastruktur. Die Auswertung der Messergebnisse in Zusammenarbeit mit dem Themenfeld 4 liefert einen signifikanten Beitrag zum Verständnis realer Betriebseigenschaften von Prototypen, welche bei zukünftigen Untersuchungen berücksichtigt werden können. Darüber hinaus werden präzise Planungs- und Betriebsbedingungen für beteiligte Akteure, u.a. Virtuelles Kraftwerk, Flotten- und Netzbetreiber, ermöglicht. Die Ergebnisse dieser Untersuchungen wurden in [30] disseminiert.



Abbildung 10: E-Bus mit prototypischer Ladestation auf dem EUREF-Campus.

Nach erfolgreicher Technologieentwicklung durch Siemens und Entwicklung eines proprietären Konzeptes zur Realisierung von Entladevorgängen der Batterie des E-Busses durch die Partner des Themenfeldes 4 konnte die Ertüchtigung zur Bidirektionalität erfolgreich umgesetzt werden. Die Inhalte werden in zugehörigen Abschlussberichten näher ausgeführt. Am 11.12.2020 konnte der E-Bus erfolgreich mit 130kW in das Verteilnetz zurückspeisen und stellt in dieser Leistungsklasse damit europaweit eine Premiere dar. Mit dieser Technologielösung entsteht ein zusätzlicher Freiheitsgrad, wodurch E-Fahrzeuge zu Prosumern werden und netzdienlich eingesetzt werden können. Die Elektrifizierung von Busflotten mit Kenntnissen über die Energiebedarfe und den längeren Standzeiten sind aussichtsreiche Kandidaten für etwaige V2G-Anwendungen. Dies konnte bereits durch die simulativen Untersuchungen aus Kapitel 4d) gezeigt werden (Meilenstein 32). Es ist weiterhin geplant, die daraus resultierten optimierten Ladeprofile aus dem Virtuellen Kraftwerk im Rahmen der in Kapitel 4a) entwickelten VPP Co-Simulationsplattform in weiteren HiL-Experimenten zu validieren.

f) Einsatz regelbarer Transformatoren und Einfluss dezentraler Energieanlagen auf die Spannungsqualität in Smart Grid Architekturen (AP 2.3.1)

Die zunehmende Integration dezentraler und Erneuerbarer Energieanlagen hat aufgrund von veränderten residualen Lastkurven einen unmittelbaren Einfluss auf die Planung und den Betrieb des Stromnetzes. Dies betrifft gleichermaßen intermittierende Erzeuger wie Photovoltaik- und Windenergieanlagen, als auch Lasten durch E-Fahrzeuge und Gebäude. Diese können zu zeitvariablen Spannungsschwankungen, Netzengpässen und daraus resultierend Redispatch-Maßnahmen führen. Ein Lösungsansatz für Letzteres, unter Nutzbarmachung der Flexibilitäten von elektrifizierten Fahrzeugflotten, wurde in Kapitel 4d) präsentiert. In Bezug auf das Entgegenwirken von Spannungsschwankungen im Netzbetrieb wurde ein Algorithmus zur Weitbereichsregelung für regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT) unter der Partizipation von Virtuellen Kraftwerken in liberalisierten Energiemärkten entwickelt. Dabei werden die Spannungswerte zur Regelung nicht am Transformator selbst erfasst, sondern von weiterführenden Netzknotenpunkten der untergeordneten Spannungsebene bezogen. Zudem kann durch Interaktion des Netzbetreibers mit dem Betreiber des Virtuellen Kraftwerks eine Kombinationslösung aus lokalen Schalloptionen und Einsatzplananpassungen koordinierte Energieanlage erfolgen. Der entwickelte regelbasierte Algorithmus erlaubt auch bei einer hohen Durchdringungsrate von Erneuerbarer Energien und E-Fahrzeugen die Einhaltung vorgegebener Spannungsgrenzwerte. Dies wird im Detail in [19] ausgeführt.

In Zusammenarbeit mit Schneider Electric und der DB Energie wurde die Weitbereichsregelung in ein erweitertes Verfahren zur koordinierten Spannungshaltung unter der Anwendung von gemischt-ganzzahligen linearen Optimierungsmodellen überführt [31]. Dies erlaubt, als Betriebsstrategie der koordinierten Spannungshaltung, eine Minimierung der bereitgestellten Blindleistung bei gleichzeitiger Verbesserung der Spannungsqualität. Zudem werden ökonomische wie ökologische Vorteile erschlossen, da Blindleistung nach aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen nicht vergütet wird und zu Energieverlusten bzw. einer Reduktion der Wirkleistungseinspeisung führen kann. Der entwickelte Optimierungsalgorithmus nutzt optimierte Arbeitspunkte für den rONT und linearisierte Kennlinienfelder zur Einstellung der Wechselrichter dezentraler und Erneuerbarer Energieanlagen. Die optimalen Arbeitspunkte und Kennlinienfelder werden anhand der Netztopologie und Prognosen der zugehörigen Residuallast determiniert, wie in Abbildung 11 schematisch dargestellt. Die Nebenbedingungen des Optimierungsalgorithmus bilden dabei Netz- und Betriebsmittelmodelle, sowie die Residuallast ab. In simulativen Untersuchungen hat sich gezeigt, dass für die Anwendung im Mittelspannungsnetz die Spannungsabweichungen um weitere 1 % im Vergleich zum regelbasierten Algorithmus bzw. 4 % im Vergleich ohne koordinierte Spannungshaltung reduziert werden können (Meilenstein 16). Im Niederspannungsnetz gilt es eine Abwägung zwischen beiden entwickelten Methoden zu treffen, da nicht alle Arbeitspunkte vollständig von Kennlinienfeldern abgedeckt werden können. Weitere Ausführungen sind in der Masterarbeit *„Optimierung der Kennlinienfelder von*

Betriebsmitteln zur koordinierten Spannungshaltung und Blindleistungsmanagement in Energieversorgungsnetzen“ betreut durch das Fachgebiet SENSE der TU Berlin festgehalten.

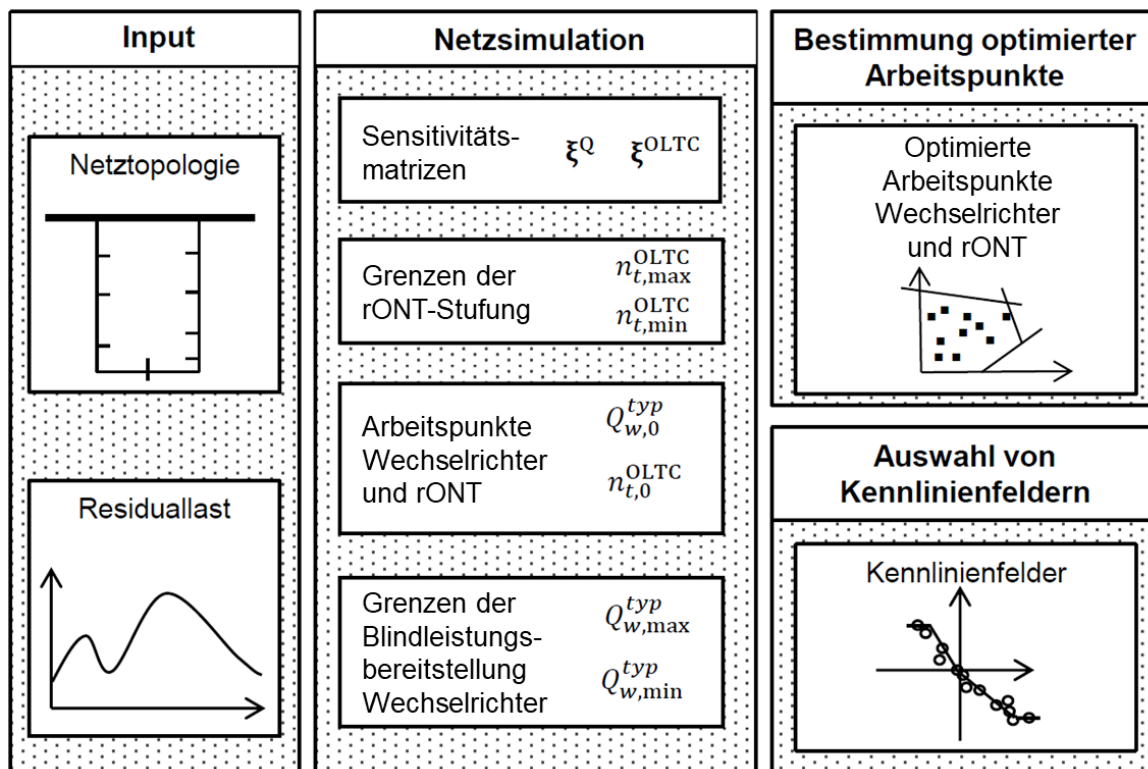


Abbildung 11: Input und Output des Optimierungsalgorithmus zur koordinierten Spannungshaltung in intelligenten Verteilnetzen.

Der Optimierungsalgorithmus der koordinierten Spannungshaltung wurde darüber hinaus in das Micro Smart Grid des EUREF-Campus integriert. Dies erfolgte durch die DB Energie in Zusammenarbeit mit Schneider Electric. Die TU Berlin hat hier bei der Entwicklung des Integrationsschemas unterstützend mitgewirkt. Etwaige Weiterentwicklungen, Feldversuche sowie deren Auswertung wurden durch die DB Energie im Rahmen des Querschnittfeldes 7 durchgeführt. Die Inhalte werden im zugehörigen Abschlussbericht näher ausgeführt. Die Weiterentwicklungen umfassen beispielsweise die Variation der zeitlichen Auflösung des Optimierungsalgorithmus zur Schwingungsvermeidung bei gleichzeitiger Gewährleistung der Echtzeitfähigkeit.

5 Wichtigste Positionen des zahlenmäßigen Nachweises

Der zahlenmäßige Nachweis wird separat durch den Servicebereich Forschung der TU Berlin eingereicht.

6 Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit

Hochschulen werden zum größten Teil aus Landesmitteln finanziert. Dabei stellt die universitäre Lehre eine primäre Aufgabe dar. Forschungsarbeiten im Rahmen von Verbundprojekten wie der Forschungscampus Mobility2Grid sind dabei nicht

im Alltagsgeschäft der TU Berlin zu bewältigen. Wohlgleich sich für die TU Berlin keine Risiken im Sinne großer Investitionen ergeben haben, stellte die Komplexität und somit Umsetzbarkeit der Forschungstätigkeiten ein finanzielles Risiko dar, welches von einer öffentlichen Einrichtung nicht allein getragen werden kann. Die Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit wird darüber hinaus dadurch bestätigt, dass alle in der Zieldarstellung und im Arbeitsplan dargelegten Tätigkeiten erfolgreich durchgeführt wurden. Die Relevanz der Arbeiten und erzielten Ergebnisse wurde in Kapitel 4 dargelegt. Zudem wurde durch die Tätigkeiten der TU Berlin die Möglichkeit einer Begleitforschung für Projektpartner aus der Wirtschaft eröffnet, wodurch neben einer Demonstration der technischen Machbarkeit auch neue Anwendungsfelder von Prototypen untersucht werden konnten, sich das Investitionsrisiko also reduzieren ließ.

7 Verwertbarkeit der Ergebnisse

Die TU Berlin verfolgt im Rahmen des Forschungscampus Mobility2Grid als rein wissenschaftlicher Partner keine wirtschaftlichen Absichten und führt aus diesem Grund keine explizite wirtschaftliche Verwertung oder Kommerzialisierung durch. Im Folgenden werden vorrangig Verwertungsmöglichkeiten und -aktivitäten sowie die Anschlussfähigkeit aus der wissenschaftlichen Perspektive aufgeführt.

a) Wissenschaftliche und technische Erfolgsaussichten

Im Forschungscampus Mobility2Grid werden wirtschaftliche und universitäre Forschung im Bereich der Integration von dezentralen und Erneuerbaren Energieanlagen, Lasten sowie stationären und mobilen Speichern in Arealnetzen gebündelt. In diesem Zusammenhang wurde im Themenfeld 2 eine VPP Co-Simulationsplattform auf Basis standardisierter Kommunikationsprotokolle für SCADA Systeme realisiert. Durch die Möglichkeit zur Integration sowohl realer Energieanlagen als auch skalierbarer Simulationsmodelle können die Synergiepotentiale einer kombinierten Energie- und Verkehrswende bereits heute dargestellt werden. Die entwickelte IT-Plattform soll dabei auch über die Projektlaufzeit hinaus zur Evaluierung von Steuerungs- und Regelungsalgorithmen für dezentrale und Erneuerbare Energieanlagen in der optimierten Kraftwerkseinsatzplanung eines Virtuellen Kraftwerks verwendet werden. Zukünftige Technologieentwicklungen können abgebildet und bereits vor einem Rollout Bestandteil simulativer Untersuchungen werden.

Die Integration der bidirektionalen E-Bus Ladestation in das Smart Grid auf dem EUREF-Campus ist europaweit einmalig und konnte die technische Machbarkeit demonstrieren. Zusammen mit der stationären 2nd-Use Batterie stehen die Komponenten als Forschungs- und Demonstrationsanlagen auf dem EUREF-Campus zur Verfügung. Wichtige Erkenntnisse über die realen Betriebs-eigenschaften wurden abgeleitet und können in zukünftige Modelle und Betriebskonzepte einfließen. Im Hinblick auf Sichtbarkeit und Außenwirkung ist und wird der EUREF-Campus als Reallabor auch weiterhin ein Anlaufpunkt nationaler sowie internationaler Delegationen aus der Wissenschaft und Wirtschaft sein. Dabei stellen derartige Demonstrationsanlagen einen wichtigen Bestandteil für die Akzeptanz potenzieller Lösungsansätze dar.

b) Wissenschaftliche Anschlussfähigkeit

Die in Kapitel 4 ausgeführten Forschungsergebnisse wurden über die Projektlaufzeit bereits in mehrfacher Hinsicht über Konferenzen, Veröffentlichungen in wissenschaftlichen Fachzeitschriften und auf Fachvorträgen an Wissenschaftler*innen, interessiertes Fachpublikum sowie Vertreter*innen der Industrie kommuniziert. Die zugehörigen Publikationen und Vorträge werden in Kapitel 9 aufgeführt. Darüber hinaus wurden an das Projekt Dissertationen von Wissenschaftlichen Mitarbeiter*innen angelehnt [19, 26], welche so das generierte Wissen dauerhaft verfügbar machen. Diese Mitarbeiter*innen stehen nach dem Abschluss ihrer Promotion als qualifizierte Fachkräfte der Industrie zur Verfügung.

Die über die Projektlaufzeit erlangten Forschungsergebnisse und Kompetenzen dienen auch als Grundlage für die Entwicklung und Durchführung weiterer Forschungsvorhaben, wie der geplanten zweiten Förderphase des Forschungscampus Mobility2Grid. In dieser soll die Skalierung dieser Ergebnisse im Vordergrund des Forschungskonsortiums stehen. Zur modularen Gestaltung urbaner Energiesysteme gilt es die Anforderungen, Verantwortlichkeiten und Handlungspotentiale der beteiligten Akteure zu berücksichtigen. In der zweiten Förderphase ist geplant ein Akteursmodell zu entwickeln, welches eine differenzierte Betrachtung verteilter Optimierungsprozesse, Wechselwirkungen der Akteure sowie Gewährleistung der Interoperabilität fokussiert. Durch Smart-Meter-gestützte Mess-, Steuerungs- und Regelungsmöglichkeiten sollen die Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit urbaner Verteil- und Arealnetze gestärkt und ein essenzieller Beitrag für die Digitalisierung der Niederspannungsebene geleistet werden. Zudem werden die Potentiale von Cloud-Lösungen zur prädiktiven Energiebedarfsermittlung durch Elektromobilität beforscht und weiterentwickelt. Der Forschungsbedarf und die hieraus abgeleiteten Forschungsaktivitäten werden sich auch in der Zukunft sowohl national als auch international auf hohem Niveau bewegen.

Durch die Digitalisierung und die stattfindenden Erweiterungen entsteht auf dem EUREF-Campus ein nachhaltiges Areal, welches als Referenzquartier für die Entwicklung von Smart Cities eine zentrale Rolle einnehmen kann.

8 Bekanntgabe relevanter Ergebnisse von Dritter Seite

Über die Projektlaufzeit wurden weitere Forschungsprojekte mit Themenbezug zu Mobility2Grid und den Inhalten im Themenfeld 2 begonnen. Eine Auswahl ist in Tabelle 3, jeweils mit projektspezifischer Schnittstelle und Abgrenzung aufgeführt.

Tabelle 3: Ausgewählte Forschungsprojekte mit Themenbezug zum Themenfeld 2 des Forschungscampus Mobility2Grid, sowie jeweilige Schnittstelle und Abgrenzung.

Projekt	Laufzeit	Mittelgeber	Schnittstelle	Abgrenzung
Energienetz Berlin Adlershof	2018 - 2021	BMWi	Kopplung von Strom- und Wärmenetzen mit Strom- und Wärme-/Kältespeichern	Smart Grid Ansatz, jedoch nur mit geringfügiger Betrachtung des Mobilitätssektors
Route Charge	2016 - 2020	BMWi	Logistikverkehr mit Batteriewechsel und Bereitstellung von Primärregelleistung	Keine Konzepte zur direkten Marktintegration und Wechselwirkung mit Erneuerbaren Energien
ReserveBatt	2017 - 2020	BMWi	Systemdienstleistungen für sicheren Betrieb des Energieversorgungssystems	Dynamische Netzbetrachtung unter Anwendung von rein stationären Speichern
WindNODE	2017 - 2020	BMWi	Überregionale Vernetzung industrieller und gewerblicher Akteure zur Nutzbarmachung von Flexibilitäten	Keine Lösungen für Metropolregionen wie Berlin, Fokus auf Industrie statt Quartiere und Verbraucher
bus2grid	2018 - 2021	Innovate UK	Potenzial von E-Bussen zur Unterstützung des Stromnetzes durch aktives bidirektionales Laden	Betrachtung der lokalen Netzintegration ohne Micro Smart Grid oder Virtuelles-Kraftwerk-Verbund
moreEVS	2019 - 2022	DFG, NSFC	Multi-Domain basiertes Gesamtsystem für das Zusammenwirken Erneuerbarer Energien und E-Mobilität	Statisches Mobilitätskonzept als Ausgangspunkt, Konzept des Nanogrids zur Spannungsstabilisierung

Nennenswert ist außerdem eine vom Forum Netztechnik/Netzbetrieb (FNN) des VDE und BDEW in Auftrag gegebenen Metastudie, in welcher Handlungsempfehlungen für die erfolgreiche Netzintegration von Elektromobilität vorgestellt werden [32]. Dabei werden die folgenden Punkte adressiert, welche den Forschungsbedarf der Inhalte des Themenfeldes 2 untermauern:

- Gleichzeitigkeit und lokale Netzsituation sind zentrale Kenngrößen für Netzbelastung
- Entwicklungspfad E-Mobilität noch nicht erkennbar bei hoher Unsicherheit über die zukünftige Ausgestaltung der E-Mobilität und ihren Auswirkungen
- Netzdienliche Steuerbarkeit der Ladeeinrichtungen ist entscheidend für eine erfolgreiche, kurzfristig realisierbare Netzintegration der E-Mobilität
- Flexibilität durch E-Mobilität für Erhöhung lokale Synergieeffekte und Systemintegration
- Weiterentwicklung regulatorischer Rahmenbedingungen notwendig zur Ermöglichung von bidirektionalem Laden sowie umsetzbaren Implementierung intelligenter Technologien

Auf Seite der Technologieentwicklung wurde innerhalb eines Pilotprojektes von The Mobility House, ENERVIE, Amprion und Nissan erstmalig in Deutschland ein Elektroauto offiziell als Lieferant von Regelenergieleistung präqualifiziert. Mit einem CHAdeMO-Ladestecker könne der Nissan Leaf nicht nur Energie aus dem Netz beziehen, sondern bei Bedarf auch wieder zurückspeisen. Ein weiteres relevantes Beispiel ist ein Pilotprojekt der Audi AG. Gemeinsam mit weiteren Partnern, u.a. dem Züricher Start-Up Ampard, wird ein Modellversuch eines Virtuellen Kraftwerks durchgeführt, in welchem Erneuerbare Energieanlagen mit stationären Batteriespeichern und Energiebedarfen von Haushalten und E-Fahrzeugen in einem Virtuellen Kraftwerk zusammengeschlossen werden. Die vernetzten Heimspeicher sind dabei für den Regelleistungsmarkt präqualifiziert, sodass auch auf Haushaltsebene zum Ausgleich des gesamten Stromnetzes beigetragen werden könne.

Weitere relevante, im Projektzeitraum veröffentlichte, Literatur wird jeweils in den erfolgten und geplanten Veröffentlichungen (s. a. Kapitel 9) angeführt.

9 Erfolgte und geplante Veröffentlichungen

Über die Projektlaufzeit wurden seitens und unter der Mitwirkung der TU Berlin die in [20, 21, 23, 27–30, 33, 34] aufgeführten Artikel und Konferenzbeiträge disseminiert. Die Publikationen gehen aus den in Abschnitt 4 beschriebenen Forschungsergebnissen hervor und sind an den entsprechenden Stellen referenziert. Darüber hinaus wurden ausgewählte Forschungsergebnisse auf Fachvorträgen vorgestellt [35, 36], sowie in den M.BA. Sustainable Mobility Management der TU Berlin in Form einer Gastvorlesung eingebracht [37]. Auf der vom Forschungscampus Mobility2Grid eigens organisierten Lab2Reality Konferenz wurden Auszüge der Forschungsergebnisse als Posterbeiträge vorgestellt [18, 22, 25, 31, 38, 39].

10 Literaturverzeichnis

- [1] A. F. Raab, K. Strunz, S. Albayrak, J. Keiser und F. Klein, „Forschungscampus Mobility2Grid: Abschlussbericht Arbeitspaket 2: Energietechnische Voraussetzungen für dezentrale Erzeugung, Speicherung, Lastmanagement und Netzbetrieb“, 2015.
- [2] A. F. Raab *et al.*, *Erfahrungen zur Realisierung von Smart Grid Architekturen im Forschungs- und Laborumfeld: Forschungscampus Mobility2Grid, Nachhaltige Energie- und Mobilitätsentwicklung durch Kopplung intelligenter Netze und Elektromobilität*. Berlin, 2015.
- [3] K. Strunz, E. Abbasi und D. Nguyen Huu, „DC Microgrid for Wind and Solar Power Integration“, *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, Jg. 2, Nr. 1, S. 115–126, 2014.
- [4] A. F. Raab *et al.*, „Virtual Power Plant Control Concepts with Electric Vehicles“ in *2011 16th International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems (ISAP)*, Hersonissos, Greece, 2011, S. 1–6.

- [5] D. Freund, A. F. Raab, T. Küster, S. Albayrak und K. Strunz, „Agent-Based Integration of an Electric Car Sharing Fleet Into a Smart Distribution Feeder“ in *2012 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)*, Berlin, Germany, 2012, S. 1–8.
- [6] F. Sick und L. Roß, „Kubaturen für größere Plusenergie-Gebäude“ in *25. Symposium Thermische Solarenergie*, Bad Staffelstein, Germany, 2015, S. 1–12.
- [7] F. Sick, S. Schade, A. Mourtada, D. Uh und M. Grausam, „Dynamic Building Simulations for the Establishment of a Moroccan Thermal Regulation for Buildings“, *Journal of Green Building*, Jg. 9, Nr. 1, S. 145–165, 2014.
- [8] F. Sick und S. Schade, „Applying the Passive House Standard to Office Buildings – How Much Glass Is Admissible?“, *Journal of Green Building*, Jg. 4, Nr. 4, S. 87–92, 2009.
- [9] M. Lützenberger, T. Küster und S. Albayrak, „Integrating Electric Vehicles Into Smart Grid Infrastructures, A Simulation-Based Approach that Became Reality“ in *2014 Winter Simulation Conference (WSC)*, Savannah, USA, 2014, S. 1061–1072.
- [10] O. Arslan und O. E. Karasan, „Cost and Emission Impacts of Virtual Power Plant Formation in Plug-In Hybrid Electric Vehicle Penetrated Networks“, *Energy*, Jg. 60, S. 116–124, 2013.
- [11] A. Arteconi, N. J. Hewitt und F. Polonara, „State of the Art of Thermal Storage for Demand-Side Management“, *Applied Energy*, Jg. 93, S. 371–389, 2012.
- [12] J. Kensby, A. Trüschel und J.-O. Dalenbäck, „Potential of Residential Buildings as Thermal Energy Storage in District Heating Systems – Results from a Pilot Test“, *Applied Energy*, Jg. 137, S. 773–781, 2015.
- [13] M. Vasirani, R. Kota, R. L. G. Cavalcante, S. Ossowski und N. R. Jennings, „An Agent-Based Approach to Virtual Power Plants of Wind Power Generators and Electric Vehicles“, *IEEE Transaction on Smart Grid*, Jg. 4, Nr. 3, S. 1314–1322, 2013.
- [14] S. Haben, J. Ward, D. Vukadinovic Greetham, C. Singleton und P. Grindrod, „A New Error Measure for Forecasts of Household-Level, High Resolution Electrical Energy Consumption“, *International Journal of Forecasting*, Jg. 30, Nr. 2, S. 246–256, 2014.
- [15] BLS Energieplan, GASAG Solution +, EUREF Consulting, TU Berlin SENSE, Schneider Electric und BENCON ENERGIES, „Energiewende "klein" zu "groß" vom Modellcampus zur Modellregion“, Posterbeitrag zur Mobility2Grid Lab2Reality Konferenz, 2018.
- [16] A. F. Raab *et al.*, „E-Mobilität als Flexibilitätsbaustein in Smart Grids“ in *Energie- und Mobilitätssysteme der Zukunft, Mobility2Grid - Sektorenübergreifende Energie- und Verkehrswende*, D. Göhlich und A. F. Raab, Hg., 1 Aufl., Berlin: Springer Vieweg, 2021.
- [17] *Smart Grid Reference Architecture*, CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group.
- [18] A. F. Raab, P. Teske, M. Oertel, M. Rojas und R. Krenz, „Control Algorithms and HiL-Integration Testing for Virtual Power Plant Realizations“, Posterbeitrag zur Mobility2Grid Lab2Reality Konferenz, 2018.
- [19] A. F. Raab, „Operational Planning, Modeling and Control of Virtual Power Plants with Electric Vehicles“, Technische Universität Berlin, 2018.

- [20] M. Voß, M. Wilhelm und S. Albayrak, „Application Independent Flexibility Assessment and Forecasting for Controlled EV Charging“ in *7th International Conference on Smart Cities and Green ICT Systems*, Funchal, Portugal, 2018, S. 108–119.
- [21] M. Voß, A. Haja und S. Albayrak, „Adjusted Feature-Aware k-Nearest Neighbors: Utilizing Local Permutation-Based Error for Short-Term Residential Building Load Forecasting“ in *2018 IEEE International Conference on Communications, Control, and Computing Technologies for Smart Grids (SmartGridComm)*, Aalborg, Denmark, 2018, S. 1–6.
- [22] M. Voß, A. Haja und J. Keiser, „Electric Vehicle Day-Ahead Load Forecasting Utilizing Adjusted Error and Average Concepts“, Posterbeitrag zur Mobility2Grid Lab2Reality Konferenz, 2018.
- [23] J. F. Heinekamp, M. Voß, S. Krutzsch, F. Sick, K. Strunz und S. Albayrak, „Integration of Building Inertia Thermal Energy Storage into Smart Grid Control“ in *2020 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST)*, Istanbul, Turkey, 2020, S. 1–6.
- [24] M. Voß, J. F. Heinekamp, S. Krutzsch, F. Sick, S. Albayrak und K. Strunz, „Generalized Additive Modeling of Building Inertia Thermal Energy Storage for Integration into Smart Grid Control“, *Eingericht zum Peer-Review bei IEEE Access*.
- [25] Y. Liu, A. F. Raab, P. Teske und K. Strunz, „Mehrskalige Modellbildung und Simulation eines Power2Heat Systems“, Posterbeitrag zur Mobility2Grid Lab2Reality Konferenz, 2018.
- [26] Y. Liu, „Co-Simulation of Energy System Transients Based on Nodal Analysis“, Technische Universität Berlin, 2020.
- [27] A. Raab, E. Lauth, K. Strunz und D. Göhlich, „Implementation Schemes for Electric Bus Fleets at Depots with Optimized Energy Procurements in Virtual Power Plant Operations“, *World Electric Vehicle Journal*, Jg. 10, Nr. 1, S. 5, 2019.
- [28] A. F. Raab, E. Lauth, J. F. Heinekamp, K. Strunz und D. Gohlich, „Optimizing Charging Schedules for Electric Bus Fleets Through Service-Centric Virtual Power Plant Operations“ in *2019 IEEE Transportation Electrification Conference and Expo (ITEC)*, Detroit, USA, 2019, S. 1–7.
- [29] E. Lauth, A. F. Raab, P. Teske, D. Göhlich und K. Strunz, „Smart Grid Integration of Electric Buses: Implementation of a Uni- and Bidirectional Charging Infrastructure“ in *31st International Electric Vehicle Symposium & Exhibition and International Electric Vehicle Technology Conference (EVS31 & EVTeC 2018)*, Kobe, Japan, 2018, S. 426–433.
- [30] A. F. Raab, P. Teske, E. Lauth, J. F. Heinekamp, K. Strunz und D. Gohlich, „Operational Integration of Electric Bus Fleets, Charging Process Analysis, and Field Test Results“ in *2019 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST)*, Porto, Portugal, 2019, S. 1–6.
- [31] A. F. Raab, R. Popova, R. Krenz, L. Simmang und K. Strunz, „Coordinated Voltage and Reactive Power Control Strategies for Active Distribution Networks“, Posterbeitrag zur Mobility2Grid Lab2Reality Konferenz, 2018.
- [32] H. Vennegeerts, J. Tran, F. Rudolph und P. Pfeifer, „Metastudie Forschungsüberblick Netzintegration Elektromobilität“, Aachen, Germany, 2018.

- [33] F. Gromann, A. F. Raab und K. Strunz, „Method to Coordinate Optimal and Individual Charging for Aggregators of Electric Vehicles“ in *VDE/IEEE Power and Energy Student Summit 2018*, Kaiserslautern, Germany, 2018, S. 7–11.
- [34] M. Khemir *et al.*, „Real-World Application of Sustainable Mobility in Urban Micro Smart Grids“ in *2020 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST)*, Istanbul, Turkey, 2020, S. 1–6.
- [35] A. F. Raab, „Elektrifizierter ÖPNV als Flexibilitätsoption in Energieversorgungsnetzen: Crossing Industries - Coupling Sectors: Wie ist eine integrierte Energiewende machbar?“. Berlin, Germany, 27. Sep. 2018.
- [36] A. F. Raab, „E-Mobilität als Flexibilitäts-Baustein in intelligenten Verteilnetzen - Energie- und Verkehrswende gemeinsam denken!“. Fulda, Germany, 27. Nov. 2018.
- [37] A. F. Raab, „Integration of E-Mobility in Smart Grids - Flexibilities for Energy and Mobility Transition!: Guest Lecture within the M.BA. Sustainable Mobility Management“. Berlin, Germany, 12. Juni 2019.
- [38] E. Lauth, A. F. Raab, D. Göhlich und K. Strunz, „Smart Grid Integration of Electric Buses Implementation of an Uni-and Bidirectional Charging Infrastructure“, Posterbeitrag zur Mobility2Grid Lab2Reality Konferenz, 2018.
- [39] A. F. Raab, E. Lauth, K. Strunz und D. Göhlich, „Implementation Schemes for Electrified Bus Fleets at Intra-Urban Depots with Optimized Energy Procurements in Virtual Power Plant Operations“, Posterbeitrag zur Mobility2Grid Lab2Reality Konferenz, 2018.

Berichtsblatt

1. ISBN oder ISSN geplant	2. Berichtsart (Schlussbericht oder Veröffentlichung) Schlussbericht
3. Titel Forschungscampus Mobility2Grid Energiewende und Elektromobilität in vernetzten und urbanen Arealen Abschlussbericht Themenfeld 2: Smart Grid Infrastrukturen	
4. Autor(en) [Name(n), Vorname(n)] Heinekamp, Jan F. Voß, Marcus Lauth, Enrico Göhlich, Dietmar Albayrak, Albayrak Strunz, Kai	5. Abschlussdatum des Vorhabens 31.12.2020
6. Veröffentlichungsdatum geplant	
7. Form der Publikation Forschungsbericht	
8. Durchführende Institution(en) (Name, Adresse) Technische Universität Berlin, Sustainable Electric Networks and Sources of Energy (SENSE), Univ.-Prof. Dr.-Ing. Kai Strunz, Sekr. EMH-1, Einsteinufer 11, D-10587 Berlin. Technische Universität Berlin, Distributed Artificial Intelligence Laboratory (DAI), Univ.-Prof. Dr. Dr. h.c. Sahin Albayrak, Sekr. TEL 14, Ernst-Reuter-Platz 7, D-10587 Berlin. Technische Universität Berlin, Methoden der Produktentwicklung und Mechatronik (MPM), Univ.-Prof. Dr.-Ing. Dietmar Göhlich, Sekr. H10, Straße des 17. Juni 135, D-10587 Berlin	9. Ber. Nr. Durchführende Institution -
10. Förderkennzeichen 03SF0520A	
11. Seitenzahl 30 (inkl. Erfolgskontrollbericht)	
12. Fördernde Institution (Name, Adresse) Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) 53170 Bonn	13. Literaturangaben 39
14. Tabellen 3	
15. Abbildungen 11	
16. Zusätzliche Angaben Es erfolgten mehrere Publikationen in internationalen Fachzeitschriften sowie auf Konferenzen und Fachtagungen. Diese sind im Schlussbericht aufgeführt.	
17. Vorgelegt bei (Titel, Ort, Datum) -	
18. Kurzfassung Die Transformation von Verkehrs- und Energiesystemen mit dem Fokus auf Effizienzsteigerung, Kostensenkung und Nachhaltigkeit erfordert eine signifikante Erweiterung der bestehenden Systeme und integrierten Komponenten im Hinblick auf intelligente Vernetzung sowie Kommunikations- und Steuerungsfähigkeit. Systemkomponenten werden bislang auf eine maximale Grundversorgung ausgelegt und Steuerungspotentiale als zusätzliche Flexibilität dadurch nicht ausgeschöpft. Zwar gibt es bereits Ansätze zur intelligenten Vernetzung und Steuerung dezentraler und Erneuerbarer Energieanlagen, jedoch wird dabei der Aspekt einer sektorenübergreifenden Nutzbarmachung von Flexibilitäten nicht hinreichend untersucht. Intelligente Energiesysteme sollen effiziente Wandlung, Verteilung und Verbrauch von elektrischer und thermischer Energie ermöglichen. Im Themenfeld 2 „Smart Grid Infrastrukturen“ steht dabei die Beforschung und Umsetzung einer nachhaltigen Energie- und Mobilitätsentwicklung in urbanen Räumen durch die Nutzbarmachung Erneuerbarer Energien im Vordergrund. Dazu wurde eine Co-Simulationsplattform für Virtuelle Kraftwerke als IT-Plattform zur Evaluierung von Steuerungs- und Regelungsalgorithmen für dezentrale und Erneuerbare Energieanlagen entwickelt und validiert. Die dabei entstandenen Modelle ermöglichen die Integration von E-Fahrzeugflotten in das Portfolio eines Virtuellen Kraftwerks. Das optimierte Laden elektrifizierter Busflotten gemäß Verfügbarkeit Erneuerbarer Energien, Netzauslastung und Mobilitätsanforderungen liefert dabei einen wichtigen Beitrag für einen zukunftsorientierten Nahverkehr. In Bezug auf die Kopplung elektrischer und thermischer Energiesysteme wurde eine Methode für die daten-getriebene Modellierung von inhärenten Gebäudespeicherkapazitäten vorgestellt. Als Resultat können Flexibilitätspotentiale von Gebäuden erschlossen und als thermische Speicher für einen kostenoptimierten und CO ₂ -reduzierten Betrieb von Smart Grids nutzbar gemacht werden. Durch das entwickelte maschinelle Lernverfahren für Prognosen im Niederspannungsnetz können akkuratere Vorhersagen für fluktuierende und intermittierende Lasten mit automatischer Anpassung an konkrete Verbraucher und Erzeuger erzeugt werden. Die Erarbeitung einer Weitbereichsregelung für regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT) sorgt für eine Verbesserung der Spannungsqualität in Verteilnetzen mit einem hohen Anteil an Erneuerbaren Energien und E-Fahrzeugen.	
19. Schlagwörter Forschungscampus Mobility2Grid, Elektromobilität, Smart Grid, Virtuelles Kraftwerk, Ladeinfrastruktur, Sektorenkopplung	
20. Verlag -	21. Preis -

Document Control Sheet

1. ISBN or ISSN -	2. type of document (e.g. report, publication) Final report
3. title Forschungscampus Mobility2Grid Energiewende und Elektromobilität in vernetzten und urbanen Arealen Abschlussbericht Themenfeld 2: Smart Grid Infrastrukturen	
4. author(s) (family name, first name(s)) Heinekamp, Jan F. Voß, Marcus Lauth, Enrico Göhlich, Dietmar Albayrak, Albayrak Strunz, Kai	5. end of project 31.12.2020
	6. publication date planned
	7. form of publication Research report
8. performing organization(s) (name, address) Technische Universität Berlin, Sustainable Electric Networks and Sources of Energy (SENSE), Univ.-Prof. Dr.-Ing. Kai Strunz, Sekr. EMH-1, Einsteinufer 11, D-10587 Berlin. Technische Universität Berlin, Distributed Artificial Intelligence Laboratory (DAI), Univ.-Prof. Dr. Dr. h.c. Sahin Albayrak, Sekr. TEL 14, Ernst-Reuter-Platz 7, D-10587 Berlin. Technische Universität Berlin, Methoden der Produktentwicklung und Mechatronik (MPM), Univ.-Prof. Dr.-Ing. Dietmar Göhlich, Sekr. H10, Straße des 17. Juni 135, D-10587 Berlin	9. originator's report no. -
	10. reference no. 03SF0520A
	11. no. of pages 30 (incl. control report)
12. sponsoring agency (name, address) Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) 53170 Bonn	13. no. of references 39
	14. no. of tables 3
	15. no. of figures 11
16. supplementary notes Several papers were published in international journals and conference proceedings. These are listed in the final report.	
17. presented at (title, place, date) -	
18. abstract The transformation of the transportation and energy systems aiming at efficiency increase, cost reduction and sustainability requires significant expansion of existing systems with regards to communication and smart control capabilities. System components and infrastructures are designed for a maximum supply and availability while the potential of smart grid controls for additional flexibility is not fully utilized. Several approaches for a smart grid integration of decentralized and renewable energy resources are available in literature, however, the aspect of cross-sectoral utilization of flexibilities is not sufficiently examined. Smart energy systems enable efficient conversion, distribution, and consumption of electrical and thermal energy. Within the topic field "Smart Grid Infrastructures", the focus lies on the investigation and implementation of sustainable energy and mobility development in urban areas through the utilization of renewable energy resources. For this purpose, a co-simulation platform for Virtual Power Plants is developed that allows for research and evaluation of control algorithms for decentralized and renewable energy resources. The resulting models enable the integration of electric vehicle fleets into the portfolio of a Virtual Power Plant. The optimized charging scheduling of electrified bus fleets, based on availability of renewable generation, power system utilization and mobility requirements contributes to future sustainable transportation systems. Regarding the coupling of electrical and thermal energy systems, a method for the data-driven modeling of inherent building storage capacities is presented. As a result, the flexibility potential of buildings can be used as thermal storage for cost-optimized and low-emission operation of smart grids. The proposed forecasting method based on machine learning enables the generation of forecasts for fluctuating and intermittent loads in low-voltage power systems with automatic adaptation to specific consumers and producers. The development of a wide-range control for voltage regulated distribution transformers yields an improvement of voltage stability in distribution power systems with a high penetration of renewable energy resources and electric vehicles.	
19. keywords Research Campus Mobility2Grid, Electric Mobility, Smart Grid, Virtual Power Plant, Charging Infrastructure, Sector Coupling	
20. publisher -	21. price -